

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO DE 9-5/8" EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DEL CAMPO TIPUTINI

TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS

YESENIA MICHELLE ARTETA ESTRELLA
yesart3193@hotmail.com

DIRECTOR: MSC. MARCO VINICIO LOAIZA CÓRDOVA
mloaiza@sippec.com.ec

CODIRECTOR: PhD. JOHNNY ROBINSON ZAMBRANO CARRANZA
johnny.zambrano@epn.edu.ec

Quito, mayo 2018

DECLARACIÓN

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

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

YESENIA MICHELLE ARTETA ESTRELLA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Yesenia Michelle Arteta Estrella, bajo mi supervisión.

MSC. MARCO VINICIO LOAIZA CÓRDOVA
DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN

PhD. JOHNNY ROBINSON
ZAMBRANO CARRANZA
CODIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por no soltar mi mano durante toda mi vida y carrera estudiantil, por guiar mis pasos y hacerme entender que de su mano nada es imposible.

A mi madre, el más grande regalo de Dios, por todo su sacrificio e incansable lucha para salir adelante junto a mí, por ser la mejor madre, enseñarme buenos valores y principios, y por ser siempre mi apoyo incondicional. Gracias madre por todo tu amor y paciencia.

A mis tías Jaqueline y Clara, por acompañar a mi madre durante mi crecimiento y siempre estar pendiente de mí y de mis estudios.

A mi padre, que a pesar de la distancia me ha ayudado a culminar mis estudios.

A Petroamazonas EP, en especial a los ingenieros Francisco Carvajal, David Almeida, Diego Molina y Doris Yépez, por sus invaluable enseñanzas durante mis practicas pre-profesionales, mismas que me ayudaron a desarrollar con precisión este estudio.

Al MSc. Marco Loaiza un especial agradecimiento por haber guiado este trabajo de titulación, los resultados favorables en este estudio se dieron gracias a su valiosa ayuda.

A Tenaris, especialmente a los ingenieros Karim Azar y Mario López, por su preciada colaboración en el análisis de conexión, lo cual fue fundamental en la elaboración de este trabajo de titulación.

Al Departamento de Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional y sus profesores de excelencia, en especial a los ingenieros Vinicio Melo, Jaime González y Johnny Zambrano por no solo compartir su experiencia y conocimientos, sino también por transmitirme buenos valores y consejos.

A todos amigos con los que compartí agradables momentos, en especial a David Usiña, Raymi Campo, Santiago Aguayo y Jhonny Reatiqui por su verdadera amistad y compañerismo durante mi vida universitaria.

A mis perritos, Micaela, Tomás y Negrito, seres maravillosos que han llenado mi vida de amor, alegría y responsabilidad, y han sido mis fieles compañeros durante las largas noches de estudio.

Yesenia Arteta

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación a Dios, por todas sus muestras de amor infinito.

A mi abuelito Carlos Estrella, quien se fue al cielo durante la elaboración de este trabajo. Dolorosamente no pudo ser parte de este logro, pero sé que está conmigo y espero que desde el cielo se sienta orgulloso de su nieta.

A mi abuelita Adelita que siempre ha estado orgullosa de mi, bendiciéndome y motivándome a ser mejor persona.

Y con todo mi amor, a mi madre, a quien atribuyo mi éxito, Ana Estrella.

Yesenia Arteta

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA	VI
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	VII
RESUMEN	XIV
ABSTRACT.....	XV
INTRODUCCIÓN	XVI
CAPÍTULO 1	1
GENERALIDADES DEL CAMPO Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	1
1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO TIPUTINI	1
1.1.1 RESEÑA HISTÓRICA.....	1
1.1.2 UBICACIÓN	2
1.1.3 ESTRATIGRAFÍA.....	2
1.1.4 ANÁLISIS ESTRUCTURAL.....	3
1.1.5 LITOLOGÍA	5
1.1.6 POZOS PERFORADOS.....	6
1.2 PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO O CASING WHILE DRILLING	10
1.2.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS	10
1.2.2 HISTORIA	12
1.2.3 EFECTO DE FRISADO O PLASTERING	14
1.2.4 NIVELES DE CASING WHILE DRILLING.....	15
1.2.5 RETRIABLE CASING WHILE DRILLING (NIVEL III).....	17
CAPÍTULO 2.....	29
ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO EN EL CAMPO TIPUTINI.....	29

2.1 SELECCIÓN DEL POZO	29
2.1.1 TIEMPOS DE PERFORACIÓN Y TIEMPOS PLANOS	29
2.1.2 IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS OPERACIONALES	32
2.2 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	33
2.2.1 TORQUE Y ARRASTRE	34
2.2.2 PANDEO O BUCKLING	35
2.2.2 FATIGA	36
2.2.3 FLEXIÓN O BENDING	40
2.2.4 HIDRÁULICA	40
2.2.5 CONEXIÓN	41
2.2.6 TUBERÍA DE PERFORACIÓN	43
2.2.7 DISEÑO DEL BHA	44
2.2.8 CEMENTACIÓN	50
CAPÍTULO 3	52
RESULTADOS	52
3.1 ANÁLISIS DE TORQUE, ARRASTRE Y FATIGA ACUMULADA	52
3.1.1 OBJETIVO	52
3.1.2 DATOS DE ENTRADA	53
3.1.3 RESULTADOS	58
3.2 ANÁLISIS DE HIDRÁULICA	64
3.2.1 FLUJOGRAMAS PARA EL ANÁLISIS DE HIDRÁULICA	64
CAPÍTULO 4	69
DISCUSIÓN	69
4.1 ANÁLISIS DE CURVAS TIEMPO VS. PROFUNDIDAD	70
4.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE PERFORACIÓN CON LA TECNOLOGÍA CWD	75
CAPÍTULO 5	77
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	77
5.1 CONCLUSIONES	77

5.2 RECOMENDACIONES.....	78
BIBLIOGRAFÍA	80
ABREVIATURAS.....	82
ANEXOS	83

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

Figura 1.1 Ubicación Geográfica del Bloque 43.....	2
Figura 1.2 Mapa Estructural Bloque 43.....	3
Figura 1.3 Columna Estratigráfica Tiputini.....	4
Figura 1.4 Efecto de frisado o plastering.....	15
Figura 1.5 Niveles de la técnica de perforación con Tubería de Revestimiento “Casing Drilling”.....	17
Figura 1.6 Drill Lock Assembly.....	18
Figura 1.7 Casing Profile Niple.....	19
Figura 1.8 Zapato Guía Direccional.....	20
Figura 1.9 Zapata Guía Rimadora.....	21
Figura 1.10 Centralizadores Hidroformados.....	22
Figura 1.11 Centralización del casing.....	22
Figura 1.12 Estabilización interna del casing.....	23
Figura 1.13 Herramientas del BHA Recuperable.....	24
Figura 1.14 Casing Drive System.....	26
Figura 1.15 Casing Circulating Tool.....	27
Figura 1.16 BHA Recuperable mediante Wireline.....	28

CAPÍTULO 2

Figura 2.1 Tiempos de Perforación vs. Tiempos Planos, sección 12 ¼”, pozos del Pad A.....	30
Figura 2.2 Tiempos de Perforación vs. Tiempos Planos, sección 12 ¼”, pozos del Pad C.....	31
Figura 2.3 Interacciones que afectan la integridad del casing.....	34
Figura 2.4 Componentes de las cargas cíclicas.....	37
Figura 2.5 Falla por fatiga en la conexión.....	38
Figura 2.6 Curva S-N para tubería de perforación grado D & E.....	39
Figura 2.7 Fatiga para casing de K-55 y N-80.....	39
Figura 2.8 Conexión Tenaris XP™ Buttress.....	42
Figura 2.9 Broca 8 ½” MSi616PX PDC.....	44

Figura 2.10 Casing Drilling BHA.....	45
Figura 2.11 BHA con Motor de Desplazamiento Positivo.....	47
Figura 2.12 BHA con Rotary Steerable System + Motor de Desplazamiento Positivo.....	49
Figura 2.13 Sistema de flotación.....	51

CAPÍTULO 3

Figura 3.1 Diagrama mecánico.....	53
Figura 3.2 Trayectoria del pozo – Vista 3D.....	54
Figura 3.3 Trayectoria del pozo – Vista Superior.....	55
Figura 3.4 Trayectoria del pozo – Vista Lateral.....	55
Figura 3.5 Trayectoria MD vs. DLS.....	56
Figura 3.6 Fuerza Axial.....	58
Figura 3.7 Fuerza Axial vs. Fuerza Crítica de Pandeo.....	59
Figura 3.8 Fuerza de Contacto.....	60
Figura 3.9 Esfuerzos.....	61
Figura 3.10 Torque.....	62
Figura 3.11 Fatiga Acumulada.....	63
Figura 3.12 Estado de Pandeo.....	64
Figura 3.13 Caída de presión en el anular y ECD.....	65
Figura 3.14 Caída de presión en la sarta de perforación.....	66

CAPÍTULO 4

Figura 4.1 Curva Profundidad vs. Tiempo, Perforación Convencional TPTC-034.....	72
Figura 4.2 Curva Profundidad vs. Tiempo, Casing While Drilling TPTC-034CWD.....	73
Figura 4.3 Distribución de tiempo, Perforación Convencional.....	74
Figura 4.4 Distribución de tiempo, Perforación CWD.....	74
Figura 4.5 Diferencia de costos, sección 12 ¼”.....	76

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 1

Tabla 1.1 Reservas y Recursos Contingentes en la Zona Oriental ITT.....	1
Tabla 1.2 Pozos perforados en la Plataforma A del Campo Tiputini.....	7
Tabla 1.3 Pozos perforados en la Plataforma B del Campo Tiputini.....	8
Tabla 1.4 Pozos perforados en la Plataforma C del Campo Tiputini.....	9
Tabla 1.5 Tamaño y disponibilidad de CPN.....	20

CAPÍTULO 2

Tabla 2.1 Tamaños de casing para CWD RSS.....	43
Tabla 2.2 Descripción del BHA con Motor de Desplazamiento Positivo.....	47
Tabla 2.3 Descripción del BHA con Rotary Steerable System + Motor de Desplazamiento Positivo.....	49

CAPÍTULO 3

Tabla 3.1 Datos de Trayectoria pozo TPTC-034CWD.....	54
Tabla 3.2 Perfil del Pozo.....	57
Tabla 3.3 Configuración de la Sarta de Perforación.....	57
Tabla 3.4 Tabla de Operación y Parámetros.....	57
Tabla 3.5 Cálculos de Hidráulica.....	68

CAPÍTULO 4

Tabla 4.1 Costos diarios de Perforación Convencional, sección 12 ¼”.....	75
Tabla 4.2 Costos diarios de Perforación CWD, sección 12 ¼”.....	76

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Pozos perforados en el PAD A del campo Tiputini.....	83
Anexo 2. Pozos perforados en el PAD B del campo Tiputini.....	84
Anexo 3. Pozos perforados en el PAD C del campo Tiputini.....	85
Anexo 4. Survey del pozo TPTC-034.....	86
Anexo 5. Especificaciones Técnicas de PowerDrive RSS.....	87
Anexo 6. Data sheet de la conexión TenarisXP Buttress.....	88
Anexo 7. Tabla técnica de la conexión TenarisXP Buttress.....	89

RESUMEN

El trabajo tiene como objetivo determinar la factibilidad técnica y económica de la aplicación de la tecnología de perforación con tubería de revestimiento o Casing While Drilling (CWD) para la perforación de la sección de 12 ¼" de los pozos del Campo Tiputini, mediante el uso de casing de 9 ⅝".

El primer capítulo describe las generalidades del campo Tiputini, reseña histórica del Bloque 43, ubicación, estratigrafía, litología y descripción de los pozos perforados en los Pads A, B y C de la primera campaña de perforación.

De igual manera, describe la tecnología de perforación con tubería de revestimiento, su evolución a través de la historia, casos históricos, ventajas y desventajas de su aplicación y los diferentes equipos de superficie y de fondo que componen esta tecnología.

En el segundo capítulo se analizan los tiempos de perforación, tiempos planos y problemas operativos que presentaron los pozos del campo Tiputini. Así como las consideraciones para la aplicación de la tecnología CWD, las cuales son: torque, arrastre, pandeo, fatiga, bending, hidráulica, tipo de conexión, diseño del BHA y cementación.

El tercer capítulo muestra los resultados del análisis de torque, arrastre y fatiga acumulada para determinar si el cuerpo del tubo y la conexión son aptos para soportar las cargas generadas en CWD.

Por último, en el cuarto capítulo se analizan las curvas de Tiempo vs. Profundidad y los costos de operación que se tuvieron en la perforación convencional y que se tendrían en la perforación con la técnica CWD.

Palabras clave: análisis de torque y arrastre, conexión, CWD, fatiga, Tiputini, tubería de revestimiento.

ABSTRACT

The objective of this work is to determine the technical and economic feasibility of the application of casing drilling technology or Casing While Drilling (CWD) for the drilling of the 12¼" section of Tiputini Field wells, through the use of casing of 9 5/8".

The first chapter describes the generalities of Tiputini field, historical review of Block 43, location, stratigraphy, lithology and description of the wells drilled in Pads A, B and C in the first drilling campaign.

Similarly, describes the technology of drilling with casing, its evolution through history, historical cases, advantages and disadvantages of its application and the different surface and background equipment that make up this technology.

In the second chapter the drilling times, flat times and operative problems presented by the wells of Tiputini field are analyzed. As well as the considerations for the application of CWD technology, which are: torque, drag, buckling, fatigue, bending, hydraulics, type of connection, BHA design and cementing.

The third chapter shows the results of the analysis of torque, drag and accumulated fatigue to determine if the body of the tube and the connection are able to support the loads generated in CWD.

Finally the fourth chapter analyzes Time vs Depth curves, and operating costs that were incurred in conventional drilling and that would be present while drilling with CWD technique.

Keywords: casing, Casing While Drilling, connection, fatigue, Tiputini, torque and drag analysis.

INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos de petróleo debe ser planificada de manera minuciosa, no permite errores de ingeniería debido a la cuantiosa inversión que involucra esta actividad. Las tecnologías desarrolladas para actuar en diferentes condiciones ambientales y operacionales permiten que la perforación, en la actualidad, cuente con todas las medidas necesarias para llevar a cabo una operación exitosa.

El Campo Tiputini en virtud de ser un área sensible, demanda el uso de tecnología de punta para llevar a cabo de manera eficiente las operaciones de perforación.

Durante la primera campaña de perforación se evidenciaron problemas operacionales tales como pérdidas de circulación, inadecuada limpieza del hoyo, pega diferencial e incremento de torque y presión. De igual manera se registraron elevados tiempos planos debido a los viajes de calibración y corrida de casing, actividades propias de la perforación convencional.

Con el fin de mitigar los problemas que se han presentado durante la perforación y reducir los tiempos planos, se propone la aplicación de la tecnología de perforación con tubería de revestimiento o Casing While Drilling (CWD); tecnología que permite revestir el pozo de manera simultánea mientras se perfora. Eliminando los viajes de calibración y corrida de casing, y reduciendo totalmente el riesgo de pérdidas de fluido hacia la formación.

La implementación de esta tecnología para la perforación de pozos del Campo Tiputini representa una actividad altamente tecnificada, que debe ser responsable con el ambiente y reflejar un ahorro en los tiempos y costos de operación.

Pregunta de investigación

¿Es factible la implementación de la técnica de perforación direccional con tubería de revestimiento de 9 5/8" en la perforación de pozos del Campo Tiputini?

Objetivo General

Determinar la factibilidad técnica y económica para la implementación de perforación direccional con tubería de revestimiento de 9 5/8" en la perforación de pozos en el campo Tiputini.

Objetivos Específicos

- Analizar los parámetros de perforación de los pozos en estudio.
- Analizar la viabilidad técnica para la aplicación de la nueva tecnología.
- Identificar los beneficios operativos con la aplicación de la nueva tecnología en los pozos en estudio.
- Determinar la viabilidad económica de la implementación de la nueva tecnología.

Hipótesis

Establecer si la tecnología de perforación direccional con tubería de revestimiento es aplicable en la sección de 12 1/4" para la perforación de pozos en el campo Tiputini.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES DEL CAMPO Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS

1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO TIPUTINI

1.1.1 RESEÑA HISTÓRICA

El Bloque 43 - ITT, conformado por los Campos Ishpingo, Tiputini y Tambococha, ha sido explorado desde el año 1948, cuando se perforó el primer pozo, por la compañía Shell en el Campo Tiputini, Tiputini Shell 01. En 1970 se perforó el pozo Tiputini Minas 01, con una producción de 228 barriles de petróleo por día de 15° API.

Hasta el año 2002 se perforaron pozos exploratorios, por las compañías Shell y Petroecuador, que son los pozos que ahora definen la existencia de reservas de petróleo en el campo. Al momento el Bloque 43 - ITT cuenta con 7 pozos exploratorios, Ishpingo 01, 02, 03, 04, Tambococha 01, Tiputini Shell 01 y Tiputini Minas 01. La tabla 1.1 muestra las reservas certificadas y recursos para el campo ITT.

Tabla 1.1. Reservas y Recursos Contingentes atribuibles al 100% del interés en la Zona Oriental ITT

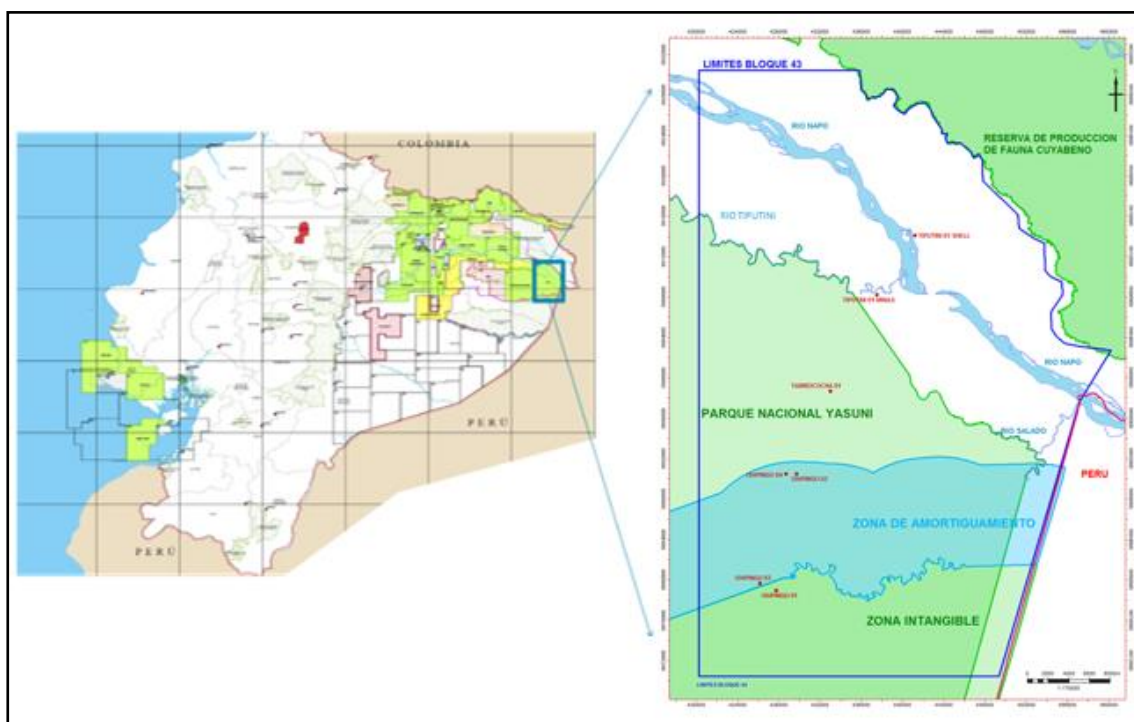
Campo	Reservorio	Reservas 1P	Reservas 2P	Reservas 3P	Recursos Contingentes 3C
		[Bls]	[Bls]	[Bls]	[Bls]
ITT (Ishpingo, Tiputini, Tambococha)	Basal Tena	4,410,000	8,151,000	92,902,000	139,938,000
	Napo M1	57,596,000	95,600,000	441,348,000	724,468,000
	Napo M2	-	-	-	9,904,000
	Napo U	-	-	16,927,000	247,379,000
	TOTAL	62,006,000	103,751,000	551,177,000	1,121,689,000

Fuente: (Petroamazonas EP, 2016)

1.1.2 UBICACIÓN

El Bloque 43 está ubicado al este de la Región Amazónica, en la Provincia de Orellana, dentro del Parque Nacional Yasuní y abarca una superficie de 189,889 hectáreas aproximadamente.

Figura 1.1. Ubicación Geográfica del Bloque 43



Fuente: (Petroamazonas EP, 2016)

El límite Sureste del bloque corresponde a la frontera con el Perú, el límite Noreste es la Reserva Cuyabeno. Al Oeste limita con el Bloque 31, Apaika – Nenke y al Sur con la Zona Intangible del Parque Nacional Yasuní. Ver figura 1.1. (Petroamazonas EP, 2016)

1.1.3 ESTRATIGRAFÍA

El Bloque 43, por su ubicación al Este de la Cuenca Oriente, tiene una estratigrafía particular; no se desarrolló la formación Hollín, las formaciones cretácicas y terciarias disminuyen en espesor, especialmente la formación Tena y desaparecen

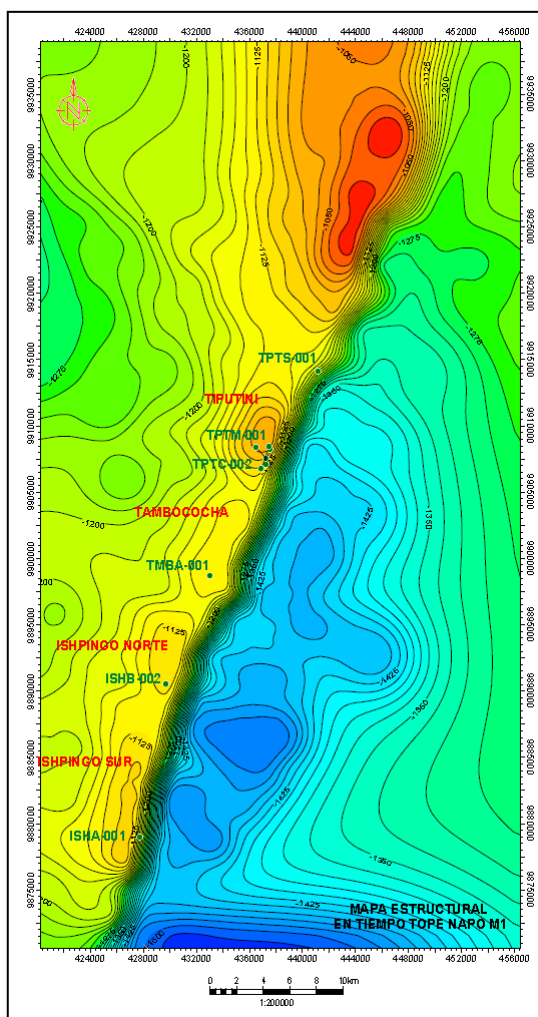
algunos de los marcadores conocidos en el resto de la Cuenca, como las calizas A, B y C; ver figura 1.3.

Además, en el Área de Tiputini en los nuevos pozos perforados en la plataforma Tiputini C no se encontró el reservorio Basal Tena como en Tambococha e Ishpingo, debido tal vez a la presencia de un paleo alto en esta área.

1.1.4 ANÁLISIS ESTRUCTURAL

De la interpretación sísmica se obtuvieron los mapas estructurales en tiempo a los horizontes Napo M1, Napo U y Napo T, donde se observan los altos estructurales y la falla principal que forman un solo cuerpo. Ver figura 1.2.

Figura 1.2. Mapa Estructural Bloque 43



Fuente: (Petroamazonas EP, 2016)

Figura 1.3. Columna Estratigráfica Tiputini

ERA	PERIODO	EPOCA y/o Edad	FORMACION	AMBIENTE DE DEPOSITO	LITOLOGIA	DESCRIPCION
CENOZOICO	NEOGENO	PLIOCENO	INDIFERENCIADO	CONTINENTAL		Arenisca: blanca, amarilla clara, transparente a translúcida, grano medio, cuarzosa, subangular, matriz y cemento no visible. Arcilloлита: café amarillenta, café, rojiza, suave, subblocosa a blocosa, cerosa, no calcárea. Soluble. Conglomerado: gris, negro, translúcida a opaco, fragmentos subangulares a angular, moderada dura, no visible matriz y cemento.
	PALEOGENO	OLIGOCENO	ORTEGUAZA	MARINO SOMERO		Está comprendida principalmente por lutita con intercalaciones de limonita, arenisca y carbón hacia la parte media de la formación. Lutita: gris verdosa, gris clara, suave a moderadamente dura, laminar, planar, cerosa, no calcárea, en partes con inclusiones de pirita. Limonita: gris clara, crema, café, suave a moderadamente dura, blocosa a irregular, no calcárea. Gradiando a arenisca de grano muy fino. Carbón: negra, café oscura, suave, blocosa, leñosa.
		EOCENO	TITYUYACU	CONTINENTAL		La formación Tityuyacu está constituida por arcilloлита y limonita con intercalaciones de arenisca en ciertos intervalos. Arcilloлита: café rojiza, crema, gris clara, suave a moderadamente dura, blocosa a subblocosa, cerosa a terrosa, no calcárea. Limonita: gris clara, blanca, suave a moderadamente dura, subblocosa a irregular, terrosa, no calcárea, ocasionalmente con inclusiones de glauconita. Gradiando a arenisca de grano muy fino. Arenisca: blanca, translúcida a transparente, de muy fino a fino, cuarzosa, redondeada y subredondeada, buena selección, no visible matriz y cemento, no visible porosidad. Sin presencia de hidrocarburo. Toba: gris clara, blanca, suave, de blocosa a irregular, terrosa, no calcárea.
		PALEOCENO	TENA	CONTINENTAL		Arcilloлита: café rojiza, café rojiza con crema, crema, suave a moderadamente dura. Limonita: gris clara, gris verdosa, moderadamente dura a suave, blocosa, terrosa. Arenisca: blanca, transparente a translúcida, triable en partes suelto, grano medio a fino.
MEZOZOICO	CRETACICO	MAESTRIENTIANO	ARENISCA NAPO M	MARINO SOMERO		Arenisca: café clara, transparente a translúcida, suelta, grano medio a grueso, cuarzosa, subangular, cemento no visible, no visible porosidad. Lutita: negra, gris oscura, moderadamente dura a suave, laminar, subblocosa, cerosa, ligeramente calcárea.
		CAMPANIANO	LUTITA NAPO M1	MARINO		Lutita: negra, gris oscura, suave, blocosa, laminar, cerosa, calcárea.
		SANTONIANO	CALIZA NAPO M2	MARINO		Caliza: mudstone-wackstone, gris clara, gris crema, dura a moderadamente suave, blocosa. Lutita: negra, gris oscura, moderadamente dura, laminar, planar.
		TURONIANO	ARENISCA NAPO M2	MARINO, CANALES Y BARRAS DE MAREA		Arenisca: café, translúcida a transparente, grano mediano a fino, cuarzosa, subangular o subredondeada, con inclusiones de glauconita. Lutita: negra, gris oscura, moderadamente dura, laminar, planar, cerosa, no calcárea. Caliza: mudstone-wackstone, gris clara, gris, crema, dura a moderadamente dura, blocosa.
	CRETACICO	CENOMANIANO	ARENISCA NAPO U	MARINO SOMERO		Está constituido por arenisca con intercalaciones de lutita. Arenisca: café transparente-translúcida, suelta, ocasionalmente suelta, grano medio a fino, cuarzosa, subangular a subredondeada, matriz no visible, cemento no visible, no visible porosidad. Sin presencia de hidrocarburo. Lutita: negra, gris oscura, moderadamente dura, laminar, planar, cerosa, no calcárea.
		ALBIANO	ARENISCA NAPO T	MARINO SOMERO		Este nivel estratigráfico está constituido de arenisca con intercalaciones de lutita, caliza y caolín. Arenisca: transparente, suelta, grano medio a fino, cuarzosa, subangular a subredondeada, moderado sorteo, no visible matriz, no visible cemento, no visible porosidad, con inclusiones de glauconita. Sin presencia de hidrocarburo. Lutita: negra, gris oscura, moderadamente dura, astillosa a planar, cerosa, no calcárea.
		APTIANO	NAPO BASAL	MARINO		Arenisca: transparente, suelta, grano medio a fino en partes gruesa, cuarzosa, subangular o subredondeada, moderado sorteo, no visible matriz, no visible cemento, no visible porosidad, con inclusiones de glauconita. Sin presencia de hidrocarburo. Lutita: gris oscura, moderadamente dura a suave, laminar, cerosa, no calcárea. Toba: gris, gris clara, blanca, subblocosa, terrosa.
PRECRETACICO	JURASICO	CHAPIZA	MARINO SOMERO		Arenisca: transparente, suelta, grano medio a fino, en partes muy grueso, cuarzosa, subangular a subredondeada, moderado sorteo, matriz no visible, no visible porosidad. Sin presencia de hidrocarburo. Caolín: blanco, crema, suave, blocosa a irregular, ceroso, no calcáreo. Lutita: gris oscura, moderadamente dura a suave, laminar cerosa, no calcárea.	

Fuente: (Petroamazonas EP, 2016)

1.1.5 LITOLOGÍA

Se probó la existencia de hidrocarburo en cuatro yacimientos en el Campo ITT, Basal Tena, Napo M1, M2 y U. No obstante, en el Campo Tiputini solo en Napo M1 y en menor cantidad en M2.

Arenisca Napo M1

Constituido principalmente por capas de arenisca intercaladas con niveles de lutita.

- **Arenisca:** Blanca lechosa, gris claro, translúcida a transparente, suelta, grano fino a medio, cuarzosa, subredondeada a subangular, moderada distribución, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad. Regular presencia de hidrocarburos en forma de parches y puntos de color café oscuro a negro. Fluorescencia natural de intensidad débil a moderadamente color amarillo pálido. Reacción al corte moderadamente rápido en forma de nube a corrientosa de intensidad moderadamente fuerte color blanco lechoso. Película residual gruesa color amarillo verdosa a. Anillo residual fino color café claro en luz natural.
- **Lutita:** Gris oscura, suave a moderadamente dura, laminar, fisil, astillosa, terrosa, no calcárea.

Arenisca Napo M2

Constituido principalmente por capas de arenisca intercaladas con niveles de lutita.

- **Arenisca:** Café, hialina, transluciente a transparente, suelta a friable, grano medio a fino, subredondeado a subangular, matriz no visible, cemento no visible, porosidad no visible. Con inclusiones de glauconita. Presencia de hidrocarburo residual.

- **Lutita:** Gris oscura, negra, moderadamente dura a suave, fisil, laminar, cerosa. Calcárea. Con inclusiones de pirita (Petroamazonas EP, 2016).

1.1.6 POZOS PERFORADOS

El 28 de marzo de 2016, inició la perforación en el Campo Tiputini de la Cuenca Oriente con un pozo exploratorio en la plataforma Tiputini C.

Una vez que la primera campaña de perforación y desarrollo avanzó, se perforaron 39 pozos en las tres plataformas implementadas: Plataforma A, Plataforma B y Plataforma C.

Los pozos perforados en la Plataforma A, a excepción del Tiputini A-023 (pozo vertical), fueron planeados como pozos direccionales en 3 secciones: 16", 12 ¼", 8 ½" con 4 revestidores: Conductor de 20" previamente hincado, Superficial de 13 ⅜", Intermedio de 9 ⅝" y Liner de 7". El objetivo principal fue la Arenisca Napo M1 y el objetivo secundario la Arenisca Napo M2. Ver tabla 1.2 y anexo 1.

En la Plataforma B se perforaron los pozos Tiputini B-019 y Tiputini B-020, que tenían como objetivo probar las Areniscas Napo M1, U y T, sin tener éxito. Actualmente se utilizan para la reinyección de los recortes de perforación del mismo campo. Ver tabla 1.3 y anexo 2.

Los pozos perforados en la Plataforma C, a excepción del Tiputini C-002 (pozo vertical), fueron diseñados como pozos direccionales tipo J, los pozos fueron planeados en 4 secciones: 26", 16", 12 ¼", 8 ½" con 4 revestidores: Conductor de 20", Superficial de 13 ⅜", Intermedio de 9 ⅝" y Liner de 7". El objetivo principal fue la Arenisca Napo M1. Ver tabla 1.4 y anexo 3.

Tabla 1.2. Pozos perforados en la Plataforma A del Campo Tiputini

Pozos	Tipo	Tiempo Planeado [días]	Tiempo Real [días]	Diferencia [días]	NPT [días]	Profundidad [ft]		Desplazamiento [ft]	Inclinación Máxima [deg] @ Profundidad [ft]	Azimuth [deg]
						MD	TVD			
TPTA - 021	J	10,6	6,67	3,93	0,04	5481	4942	2048	34,27 @ 2452	27,50
TPTA - 022	J	10,6	6,67	3,93	0,10	5432	4964	1915	31,40 @ 2349	270,92
TPTA - 023	Vertical	12,8	8,35	4,45	0,80	4875	4875	-4,95	01,26 @ 800	169,81
TPTA - 024	J	10,3	7,27	3,03	0,38	5398	4932	1872	30,35 @ 3204	332,04
TPTA - 025	J	9,7	8,42	1,28	0,19	6714	4985	3840	53,83 @ 3072	91,70
TPTA - 027	J	10,4	7,21	3,19	0,00	6117	4853	3342	45,10 @ 4288	301,59
TPTA - 029	J	10,4	7,81	2,59	0,33	6370	4991	2246	47,60 @ 2722	59,96
TPTA - 031	J	9,4	6,42	2,98	0,00	5416	4819	2193	34,06 @ 4018	212,98
TPTA - 033	J	9,4	8,15	1,25	0,19	5324	4816	1980	32,03 @ 2506	88,34
TPTA - 035	J	12,5	7,98	4,52	0,04	7306	4919	4869	55,76 @ 5245	111,07
TPTA - 036	J	9,3	6,94	2,36	0,02	5250	4803	1891	29,03 @ 3073	158,00
TPTA - 038	J	11	7,15	3,85	0,35	6203	4826	3431	48,79 @ 5056	238,67
TPTA - 039	J	10,7	7,08	3,62	0,00	6140	4789	3113	50,85 @ 4215	124,17

Elaborado por: Yesenia Arteta (2018)

Fuente: (Petroamazonas EP, 2016 - 2017)

Tabla 1.3. Pozos perforados en la Plataforma B del Campo Tiputini

Pozos	Tipo	Tiempo Planeado [días]	Tiempo Real [días]	Diferencia [días]	NPT [días]	Profundidad [ft]		Desplazamiento [ft]	Inclinación Máxima [deg] @ Profundidad [ft]	Azimuth [deg]
						MD	TVD			
TPTB - 019	J	12,5	14,02	-1,52	1,13	6816	5125	3995	55,20 @ 4414	151,29
TPTB- 020	Vertical	15,9	10,88	5,02	2,37	5710	5710	9,49	1,25 @ 5710	80,00

Elaborado por: Yesenia Arteta (2018)

Fuente: (Petroamazonas EP, 2016 - 2017)

Tabla 1.4. Pozos perforados en la Plataforma C del Campo Tiputini

Pozos	Tipo	Tiempo Planeado [días]	Tiempo Real [días]	Diferencia [días]	NPT [días]	Profundidad [ft]		Desplazamiento [ft]	Inclinación Máxima [deg] @ Profundidad [ft]	Azimuth [deg]
						MD	TVD			
TPTC - 002	Vertical	17,5	13,25	4,25	0,64	5500	5500	19	3,1 @ 5500	40,50
TPTC - 003	J Modificado	13,5	10,96	2,54	0,19	5870	5453	3634	30,91 @ 1845	184,52
TPTC - 004	J	12,5	10,5	2	0,10	5730	4527	3045	50,98 @ 3561	16,33
TPTC - 005	J	13	11,42	1,58	0,15	6168	4637	3530	55,36 @ 2781	317,04
TPTC - 006	J	13,4	12,31	1,09	0,90	6973	4834	4513	56,17 @ 4782	293,71
TPTC - 007	J	11	7,5	3,5	0,27	5010	4660	1611	28,65 @ 2460	42,79
TPTC - 008	J	9	6,21	2,79	0,00	4847	4549	1491	26,02 @ 3784	318,50
TPTC - 009	J	10,6	8,58	2,02	0,54	5771	4833	2772	43,04 @ 2473	293,15
TPTC - 010	J	11	7,75	3,25	0,06	5320	4879	1812	32,69 @ 3605	246,50
TPTC - 011S1	J	20,45	18,27	2,18	0,06	6395	4880	1811	51,19 @ 3659	246,45
TPTC - 012	J	10,5	9,04	1,46	0,04	5295	4782	1897	36,01 @ 4400	95,46
TPTC - 013	J	10,63	7,77	2,86	0,00	5545	4803	2414	39,22 @ 2635	138,11
TPTC - 014	J	12,1	10,48	1,62	0,00	6150	4634	3634	52,07 @ 3182	346,08
TPTC - 015	J	13,9	12,21	1,69	0,06	7180	4864	4480	61,84 @ 3833	220,90
TPTC - 016	J	13,3	14,21	-0,91	2,69	7007	4903	4332	59,00 @ 3889	266,72
TPTC - 017	J	13,4	12,31	1,09	0,90	6973	4834	4513	56,17 @ 4782	293,71
TPTC - 018	J	12,8	9,81	2,99	0,35	6128	4733	3476	48,92 @ 3537	42,37
TPTC - 026	J	14,3	10,85	3,45	0,04	7660	4899	5261	60,77 @ 5098	195,84
TPTC - 028	J	13,81	10,63	3,18	0,21	6920	4796	4440	55,80 @ 3898	171,35
TPTC - 030	J	15	13,46	1,54	0,02	8240	4852	6053	68,30 @ 8240	281,60
TPTC - 032	J	18	16,54	1,46	1,13	9837	5625	7009	69,07 @ 5349	246,87
TPTC - 034	J	22,5	15,85	6,65	0,27	9745	4963	7102	74,51 @ 5343	239,14

Elaborado por: Yesenia Arteta (2018)

Fuente: (Petroamazonas EP, 2016 - 2017)

1.2 PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO O CASING WHILE DRILLING

La perforación con tubería de revestimiento, denominado Casing While Drilling con sus siglas en inglés CWD, permite perforar y revestir el pozo de manera simultánea, eliminando la necesidad de perforar con tubería de perforación y bajar tubería de revestimiento o el liner en una operación independiente. La tecnología de perforación con tubería de revestimiento permite tener un hoyo de mejor calidad mediante la entubación y el aislamiento de la formación durante la operación. Cuando se alcanza la profundidad total (TD), el pozo queda listo para la cementación.

El proceso de perforación con tubería de revestimiento favorece a la ejecución de operaciones, haciéndolas más seguras al requerir menos personal en la plataforma de perforación y menos manipulación de tuberías. Con la tubería de revestimiento permanente en el fondo del pozo, se reduce la posibilidad de que se produzca tiempo no productivo (NPT) debido a problemas de pega y de inestabilidad del pozo.

1.2.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Ventajas

- Las herramientas que emplea la tecnología permiten que la tubería de revestimiento transmita torque, RPM e hidráulica a la broca.
- El Nivel III de CWD permite utilizar cualquier BHA direccional y cambiarlo varias veces mientras se mantiene el casing en el fondo.
- Como el pozo está entubado mientras se está perforando, no es necesario realizar viajes de calibración ya que la sarta de perforación siempre está en el fondo.
- Reduce las horas de NPT ya que mitiga varios problemas operacionales y mejora la eficiencia de perforación.

- "Efecto de frisado" fortalece las formaciones durante la perforación, reduciendo significativamente las horas de NPT en operaciones que tienen problemas de inestabilidad de las paredes del pozo, pérdida de circulación y zonas de producción dañadas.
- Asegura que cada pie perforado sea revestido.
- Elimina los tiempos planos para bajar el casing al fondo del pozo.
- Mejor limpieza del hoyo ya que la velocidad anular es mayor.
- Reduce el manejo de cortes de perforación en superficie.

Desventajas

- La perforación con tubería de revestimiento Nivel II, requiere que el intervalo se pueda perforar en una sola operación y no permite el uso de herramientas direccionales o de registros eléctricos.
- La perforación con tubería de revestimiento Nivel III está limitada a los tamaños de herramientas disponibles en 7 ", 7⁵/₈", 9⁵/₈ ", 10 ³/₄" y 13³/₈".
- No apto para perforar formaciones muy duras (> 25 Kpsi UCS).
- La conexión convencional de la tubería de revestimiento no dispone del diseño adecuado para soportar el torque producido por la operación y la alta compresión, siendo necesario el uso de conexiones Premium o anillos de torque, incrementando los costos de perforación.
- Riesgo de tener un exceso extremadamente alto del torque calculado, por efecto de la perforación de un ambiente abrasivo o alto Dog Leg Severity (DLS), o una combinación de ambos.
- El casing de mayor diámetro ofrece un mejor control direccional (permanece vertical) en el orificio de la superficie debido a la rigidez inherente. El casing de 7 " y más pequeño debe modelarse en la planificación previa para evitar el pandeo y debe estar correctamente centralizado para evitar la construcción de una inclinación no deseada.

1.2.2 HISTORIA

En 1890 la primera patente para la perforación con tubería de revestimiento describe un proceso de perforación rotacional con una broca expandible recuperable de forma hidráulica.

En 1950 se implementó la perforación con tubería de revestimiento para pozos de diámetro reducido.

En la década de 1960, Brown Oil Tools, ahora Baker Oil Tools, patentó un sistema relativamente avanzado para perforar pozos con Tubería de Revestimiento, que incluía barrenas piloto recuperables, ensanchadores y motores de fondo. No obstante, las bajas ROPs, comparadas con la perforación rotativa convencional, restringieron la aplicación comercial de este sistema.

En la década de 1990, Mobil empezó a perforar intervalos cortos con tubería de revestimiento en formaciones normalmente presurizadas en el Campo Arun, Sumatra del Norte, Indonesia. Este método evitaba problemas como inestabilidad del pozo y pérdida de circulación.

En el año 2001, BP y Tesco reportaron operaciones exitosas de perforación con tubería de revestimiento en pozos de gas en Wamsutter, Wyoming, Estados Unidos. En la misma época, Shell mejoró notablemente el desempeño de las operaciones de perforación en el sur de Texas perforando pozos en condiciones de bajo balance con tubería de revestimiento, lo que le permitió obtener una reducción de costos del 30%.

Estas aplicaciones iniciales contribuyeron al desarrollo de la técnica de perforación con tubería de revestimiento que dejó de ser una tecnología nueva de confiabilidad no comprobada para convertirse en la solución práctica que permite reducir los costos, aumentar eficiencia de la perforación y minimizar el tiempo de perforación (Fontenot, Strickler, & Warren, 2005).

1.2.2.1 Aplicación de Casing Drilling - Casos Históricos

Pan American, Argentina.

Prueba piloto en 5 pozos de dos etapas 9 5/8" y 5 1/2", perforación con Tubería de Revestimiento Nivel 2.

Objetivo

Minimizar pérdidas de circulación en zona objetivo, zona superior sometida a inyección de agua.

Resultados

Redujo tiempo de perforación de 13 a 11 días, ahorro de costos y mejores CBL (Loaiza, 2017).

YPF - Chihuido de la Sierra Negra, Argentina.

Se perforaron 20 pozos, etapa superficial perforada con Tubería de Revestimiento 9 5/8". Nivel 2.

Objetivo

Problemas de pérdidas totales de fluido de perforación en zonas superficiales.

Resultado

Redujo los costos de perforación, con un significativo ahorro de \$ 43.000 por pozo; la perforación de la etapa superficial de manera convencional tiene un valor aproximado de \$ 841.000 (Loaiza, 2017).

1.2.3 EFECTO DE FRISADO O PLASTERING

El efecto de frisado se genera debido a la alta velocidad anular, la rotación de la tubería de revestimiento y al reducido espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación, provocando que los recortes de perforación sean pulverizados y adheridos a la pared de la formación creando una torta impermeable, que recubre y refuerza la pared del hoyo, lo cual reduce la pérdida de fluido, mejora la cementación y protege la integridad del pozo. Ver figura 1.4.

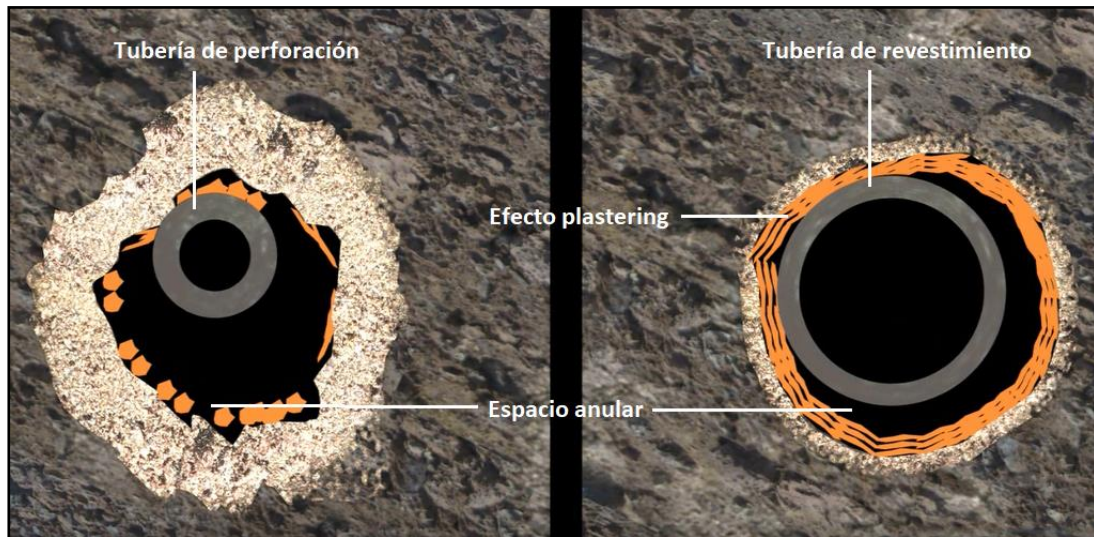
Al adherirse los recortes a la pared del hoyo, a superficie retorna menor cantidad de recortes y de menor tamaño.

Varios eventos dan origen al efecto de frisado. En primer lugar, el reducido espacio anular; en segundo lugar, el alto ECD debido a que hay mayor pérdida de presión en el anular; y otros factores que influyen como: el tipo de lodo, el sistema hidráulico del lodo, efectos térmicos y la tasa de penetración.

Se ha demostrado que este efecto ayuda a reducir el NPT relacionado con problemas operacionales como:

- Lutitas inestables.
- Pérdida de fluido a la formación y pérdida de circulación.
- Atrapamiento de la tubería.
- Obstrucciones en el pozo.
- Daño a las zonas de producción.
- Daño a la formación por incompatibilidades de fluido-fluido y roca-fluido.
- Recortes difíciles de remover del espacio anular debido al gran diámetro del pozo.

Figura 1.4. Efecto de frisado o plastering.



Modificado por: Yesenia Arteta (2018)

Fuente: Animación “Plastering Effect Strengthening”, Schlumberger (2013)

1.2.4 NIVELES DE CASING WHILE DRILLING

La perforación con tubería de revestimiento elimina la necesidad de sacar a superficie la sarta de perforación convencional para bajar la tubería de revestimiento que se quedará en el pozo de forma permanente, es decir, permite usar la tubería de revestimiento como tubería de perforación, revistiendo el pozo mientras se perfora, reduciendo tiempos y costos de perforación.

La tecnología de perforación con tubería de revestimiento ha evolucionado desde el desarrollo de la primera patente en 1970. En la actualidad existen seis niveles de tecnología diferentes. Ver figura 1.5.

Nivel I

Tecnología usada para bajar tubería de revestimiento una vez que el hoyo ha sido perforado. Consiste en bajar el revestidor con una zapata rimadora que facilita pasar por los puntos reducidos del hoyo.

Esta tecnología permite rotar la tubería de revestimiento para atravesar zonas donde se presentan obstrucciones.

Nivel II

Este nivel consiste en equipar a la tubería de revestimiento con centralización y una broca perforable, que, sumados al CDS, permite perforar y revestir el pozo de manera simultánea. Este nivel se lo utiliza únicamente para perforar secciones verticales y es el nivel que registra mayor aplicación en la perforación de secciones superficiales.

Nivel III

Tecnología que agrega un candado de anclaje (DLA) a la primera junta de la tubería de revestimiento, el cual permite suspender un BHA recuperable, equipado con sistemas rotativos direccionales y herramientas habituales (PDM, RSS, LWD, MWD), el conjunto puede ser recuperado mediante cable o tubería de perforación. Este nivel se usa para perforar pozos direccionales ya que facilita realizar cambios de herramientas direccionales y tomar registros eléctricos en tiempo real, asegurando el cumplimiento del plan direccional.

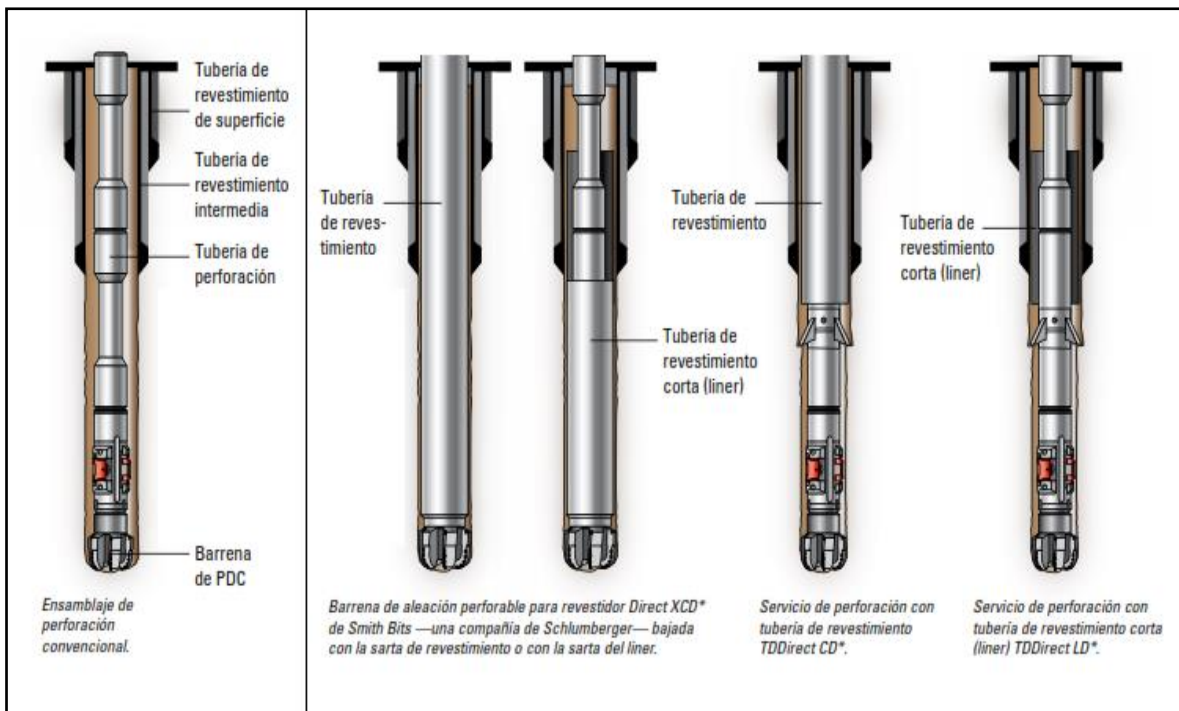
Nivel IV

Tecnología que usa un liner en lugar de tubería de revestimiento. La operación consiste en perforar con liner hasta TD para luego cementar, asentar el colgador y recuperar la tubería de perforación.

Nivel V

Actualmente el prototipo de este nivel se encuentra en proceso de evaluación.

Figura 1.5. Niveles de la técnica de perforación con Tubería de Revestimiento “Casing Drilling”



Fuente: (TDDirect Schlumberger, 2013)

1.2.5 RETRIABLE CASING WHILE DRILLING (NIVEL III)

Para intervalos de perforación direccional se emplea la tecnología Retriable Casing Drilling. El sistema trabaja con cualquier BHA, que puede incluir un motor de desplazamiento positivo (PDM) o un sistema rotativo direccional (RSS), sistemas de adquisición de mediciones durante la perforación (MWD) o herramientas de adquisición de registros durante la perforación (LWD).

En la tecnología recuperable, el BHA está suspendido de una boquilla, DLA, ubicada en la parte inferior de la tubería de revestimiento.

1.2.5.1 EQUIPO DE FONDO

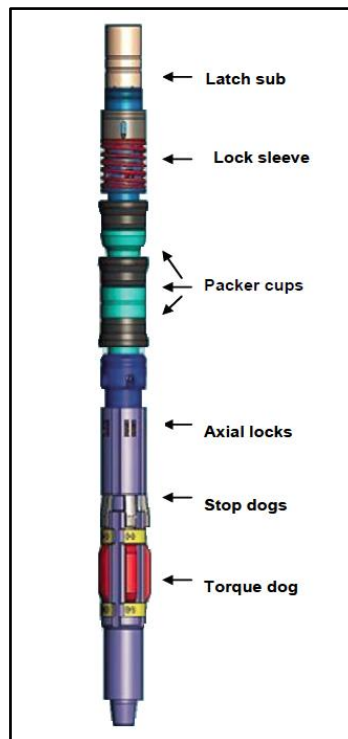
Drill Lock Assembly (DLA)

Drill Lock Assembly es el componente principal del BHA recuperable, el cual se acopla mecánicamente en el extremo inferior de la tubería de revestimiento, creando un cierre hermético contra la tubería para dirigir el flujo a través de la broca y soporta las cargas axiales y torsionales de la tubería de revestimiento. Ver figura 1.6.

El DLA se baja con cable y se coloca en un niple, Casing Profile Niple (CPN), ver figura 1.7, de manera que todos los componentes del BHA que se encuentran por debajo del estabilizador en tándem se extienden hacia el interior del agujero descubierto por debajo de la tubería de revestimiento.

Los estabilizadores superiores, ubicados dentro de la tubería de revestimiento, reducen las vibraciones del BHA y protegen el DLA.

Figura 1.6. Drill Lock Assembly



Fuente: (Beaumont et al., 2010)

Casing Profile Niple (CPN)

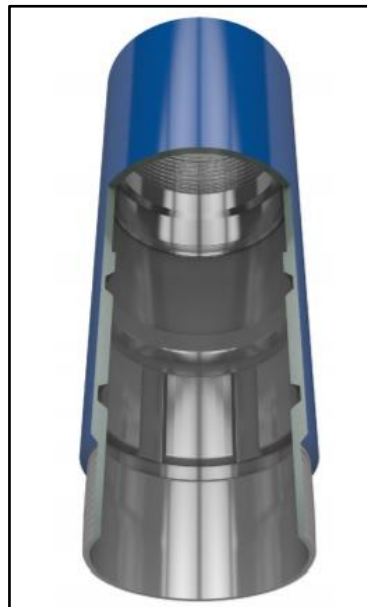
El Casing Profile Niple (CPN) está instalado en el zapato del casing y sirve como un mecanismo de bloqueo axial y de torsión para el BHA. Se usa cuando las condiciones del pozo dificultan la llegada del casing al fondo. Ver figura 1.7.

El CPN permite configurar y recuperar el DLA, además facilita cambiar los componentes del BHA de perforación siempre que sea necesario. Una vez que se alcanza el TD, el DLA se puede desbloquear desde el CPN para permitir la recuperación de todo el BHA a través de la cadena de la carcasa.

El CPN conserva un índice de completo rendimiento API del casing en burst, tensión y colapso (Schlumberger, 2013a).

Ver tabla 1.5 para conocer la disponibilidad de CPN a los diferentes diámetros de casing.

Figura 1.7. Casing Profile Niple



Fuente: (Schlumberger, 2013a)

Tabla 1.5. Tamaño y disponibilidad de CPN

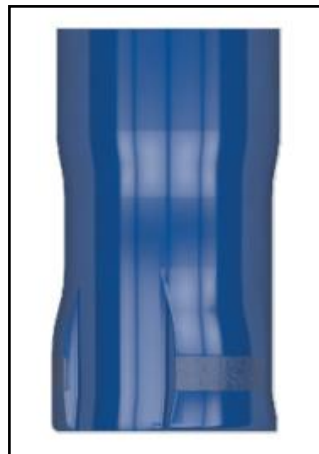
Tamaño de Casing [in]	Pesos de Casing [lbm]
7	23 a 32
7 ⁵ / ₈	24 a 39
9 ⁵ / ₈	36 a 53.50
10 ³ / ₄	40,5 a 55,5
13 ³ / ₈	54,50 a 68

Elaborado por: Yesenia Arteta (2018)

Fuente: (Schlumberger, 2013a)

Zapato Guía Direccional y Zapata Guía Rimadora

El zapato guía direccional, guía el zapato del casing y ayuda a protegerlo de daños, debido a que evita la vibración excesiva relacionada con la perforación, que también puede causar daños en los componentes del BHA. Permite la navegación del casing a través de cambios en la trayectoria del pozo y zonas problemáticas, asegurando que se alcance TD. Ver figura 1.8.

Figura 1.8. Zapato Guía Direccional

Fuente: (Schlumberger, 2013b)

La zapata de guía rimadora está equipada con cortadores PDC que proporcionan una estructura de corte agresiva, permitiendo la recuperación de cualquier orificio

piloto restante después de que se ha recuperado el BHA. Los espaciosos canales entre las aletas de corte permiten incrementar el área de limpieza de recortes. Ver figura 1.9.

Figura 1.9. Zapata Guía Rimadora



Fuente: (Schlumberger, 2013b)

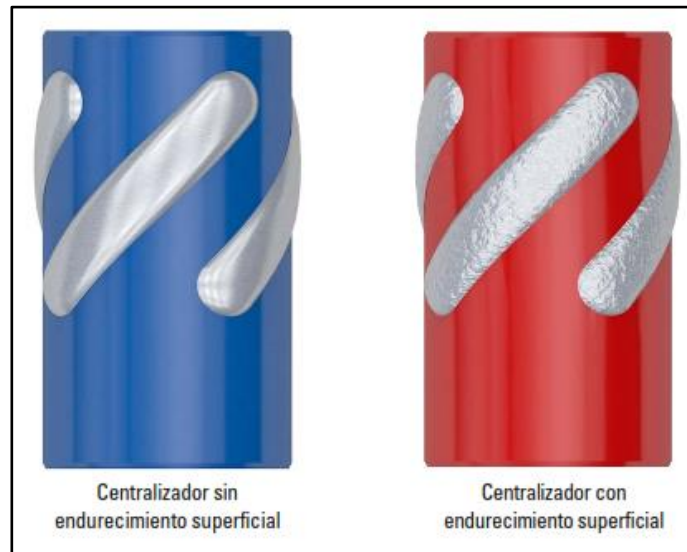
Centralizadores Hidroformados

Los centralizadores hidroformados permiten centralizar la tubería de revestimiento para la cementación en pozos verticales y desviados. Los centralizadores se colocan en el diámetro externo de la tubería de revestimiento y generan espaciado entre la tubería de revestimiento y las paredes del pozo durante las operaciones de perforación con tubería de revestimiento. Ver figura 1.10.

El diseño del centralizador ayuda al efecto de frisado, el cual hace más resistentes a los pozos y genera una adherencia efectiva del cemento que ayuda a proteger la integridad de los mismos.

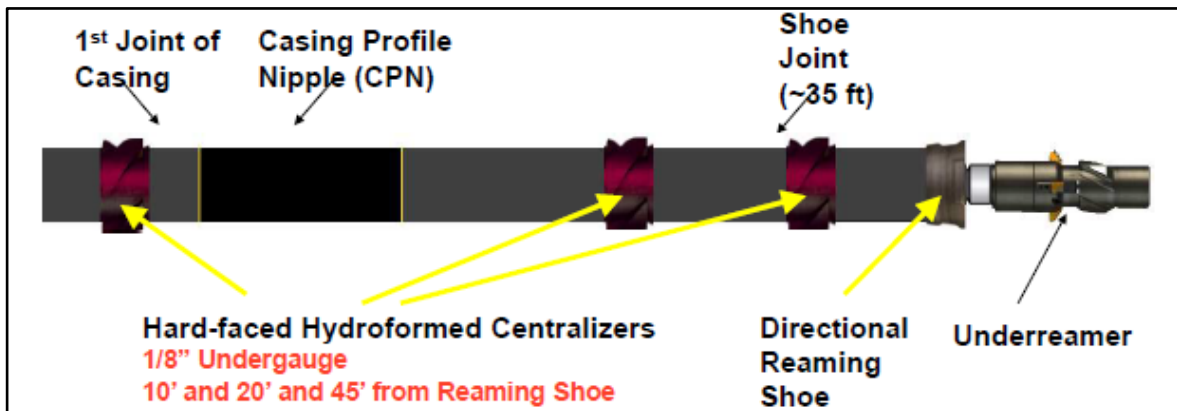
El centralizador es diseñado con un método exclusivo de fijación, que proporciona la resistencia y la rigidez necesarias para tolerar las cargas dinámicas del fondo de pozo y mantiene la separación con respecto a las paredes del pozo bajo la acción de fuerzas laterales considerables sin ser aplastado.

Figura 1.10. Centralizadores Hidroformados



Fuente: (TDDirect Schlumberger, 2013)

Figura 1.11. Centralización del casing



Fuente: (Bjorneli, 2009a)

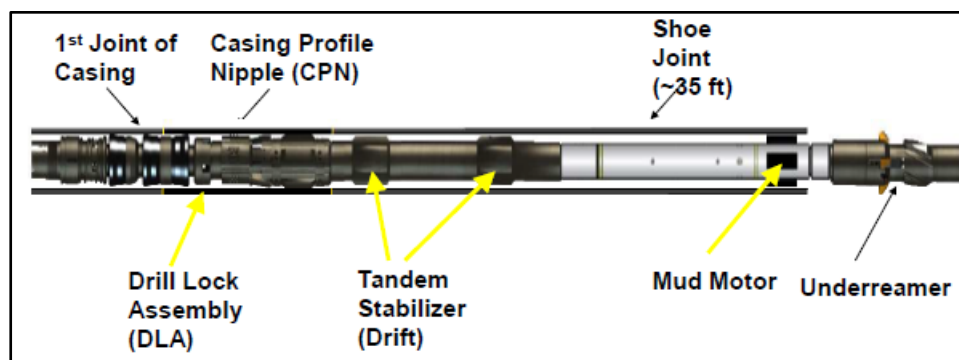
Estabilizadores

Los estabilizadores se colocan en el BHA recuperable, pueden ubicarse uno o más en la parte superior del BHA dentro de la sección inferior del casing y también en la parte inferior del BHA. Ver figura 1.12.

Los estabilizadores ubicados en la parte inferior del BHA se usan para ayudar a mantener el control del ángulo y la dirección del pozo.

Los estabilizadores superiores, ubicados dentro de la tubería de revestimiento, reducen las vibraciones del BHA y protegen el Drill Lock Assembly (DLA), lo que provee una conexión de tipo axial y torsional con la tubería de revestimiento (Fontenot et al., 2005).

Figura 1.12. Estabilización interna del casing



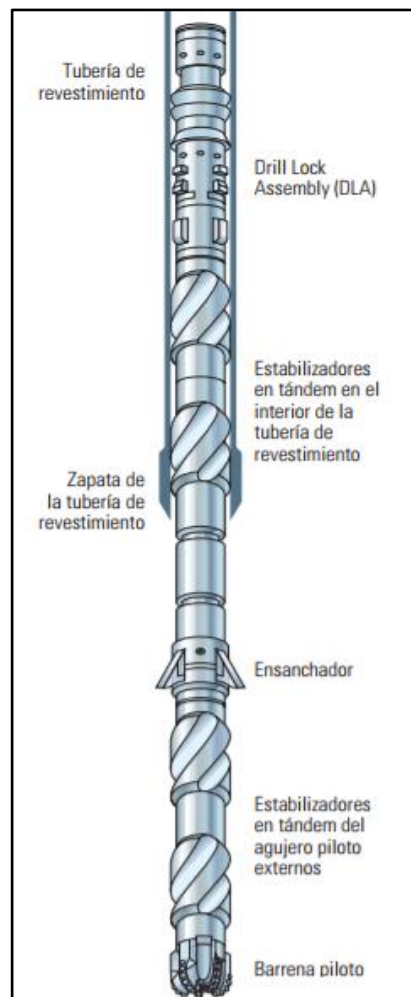
Fuente: (Bjorneli, 2009a)

Broca Piloto y Underreamer

La broca piloto está dimensionada para pasar por dentro de la tubería de revestimiento e inicia la perforación del pozo, y el ensanchador con sus aletas expandibles y retráctiles abre el hoyo al diámetro necesario para hacer pasar la tubería de revestimiento.

El Underreamer o ensanchador puede estar ubicado inmediatamente arriba de la broca o por encima de otros componentes del BHA recuperable. Ver figura 1.13.

Figura 1.13. Herramientas del BHA Recuperable



Fuente: (Fontenot et al., 2005)

1.2.5.2 EQUIPO DE SUPERFICIE

Casing Drive System (CDS) u Over Drive System (ODS)

Se instala en cualquier sistema de accionamiento superior, Top Drive System; y permite la rotación simultánea, reciprocidad y circulación de la tubería de revestimiento.

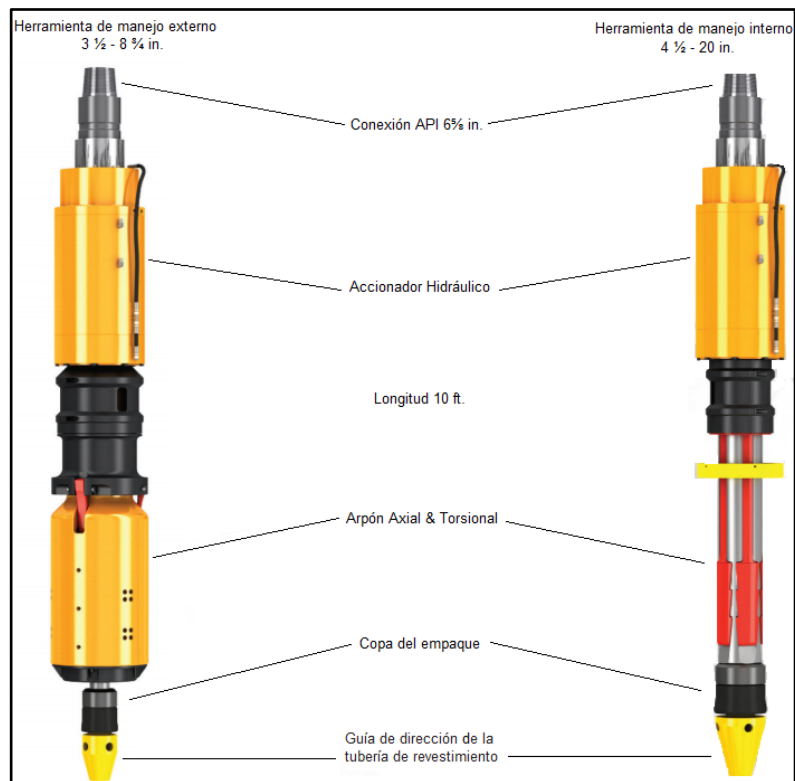
Soporta todo el peso de la sarta de revestimiento, aplica torque tanto para perforar como para ajustar las conexiones y facilita la circulación del fluido de perforación sin enroscar la parte superior de la tubería (Warren et al., 2004).

El CDS, incluye un conjunto de deslizamiento que permite sujetar el interior de una tubería de revestimiento de gran diámetro o el exterior de una tubería revestimiento de diámetro pequeño y un conjunto de lanza o spear que proporciona un sello entre la tubería de revestimiento y el fluido de perforación. Ver figura 1.14.

El uso del CDS acelera la operación en el manejo de la tubería de revestimiento y previene daños a las roscas al eliminar la necesidad de enroscar con el TDS.

El CDS elimina la necesidad de operar manualmente la tubería de revestimiento en el piso de la plataforma, mediante el uso de un sistema de inclinación integrado que incorpora frenos extensibles y elevadores hidráulicos que recogen la junta en la puerta "V", la ubican sobre el orificio y la soportan mientras se baja el CDS y la unidad superior.

Figura 1.14. Casing Drive System

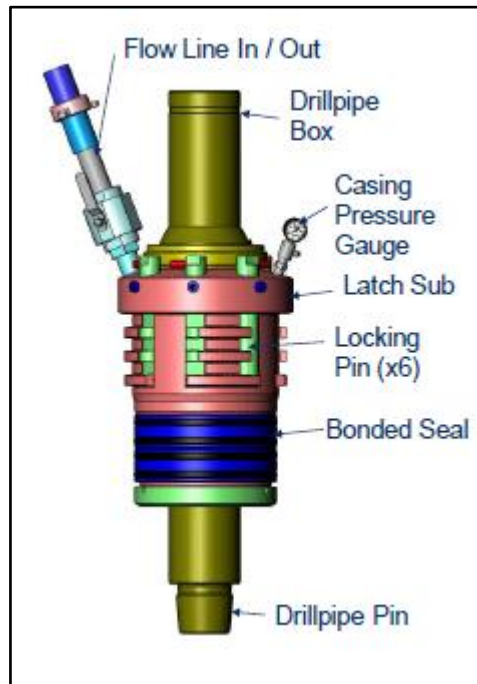


Fuente: (Tesco Corporation, 2017)

Casing Circulating Tool (CCT)

La herramienta de circulación CCT permite controlar en cualquier momento el funcionamiento del DP que se encuentra dentro de la tubería de revestimiento. Puede usarse para reciprocarse y circular a través del DP y el casing durante los viajes de recuperación del BHA; ver figura 1.15.

Esta herramienta ayuda a la parte más crítica de la perforación, el control del pozo, la ventaja fundamental es que durante los viajes se puede circular desde el fondo todo el tiempo, asegurando que el pozo permanezca estático y si existe la necesidad, circular (Beaumont et al., 2010).

Figura 1.15. Casing Circulating Tool

Fuente: (Ortiz, 2016)

1.2.5.3 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DEL BHA

1.2.5.3.1 Recuperación del BHA mediante wireline.

Presenta las siguientes ventajas y desventajas:

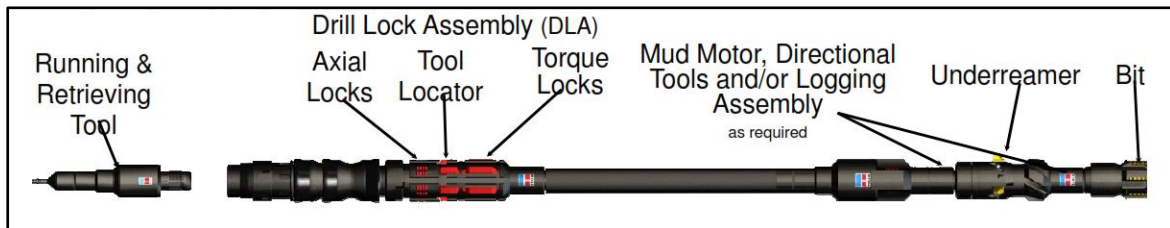
Ventajas

- El viaje es mucho más rápido que con tubería de perforación convencional, ya que usa la herramienta “Running & Retrieving Tool” como componente del BHA donde se sujetará el cable, ver figura 1.16.
- Permite tener mejor control del pozo durante el viaje.
- El viaje con cable de wireline permite que el BHA sea recuperado bajo cualquier condición normal del pozo mientras mantiene la capacidad de circulación y la reciprocación del casing.
- No proporciona de movimiento al casing.

Desventajas

- Mayor tiempo de armado de la tubería en la torre de perforación.
- El evento debe ser planificado ya que no es un servicio eventual.

Figura 1.16. BHA Recuperable mediante Wireline



Fuente: (Bjorneli, 2009a)

1.2.5.3.2 Recuperación del BHA mediante tubería de perforación.

Presenta las siguientes ventajas y desventajas:

Ventajas

- No requiere modificaciones a la plataforma existente.
- A poca profundidad puede ser tan rápido como con cable.
- Funciona con todas las herramientas de fondo de CD Tesco.
- Tubería de perforación disponible en la plataforma.
- Alta capacidad de over – pull, más fácil de configurar y recuperar el BHA.
- La mejor opción para los casos en que se necesita hacer un solo viaje.

Desventajas

- No se puede mover y circular el casing mientras se realiza el viaje.
- Presenta mayores problemas de control de pozo.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO EN EL CAMPO TIPUTINI

2.1 SELECCIÓN DEL POZO

Este trabajo tiene como objetivo viabilizar la implementación de la técnica de perforación con tubería de revestimiento para perforar la sección de 12 ¼" en los pozos del Campo Tiputini.

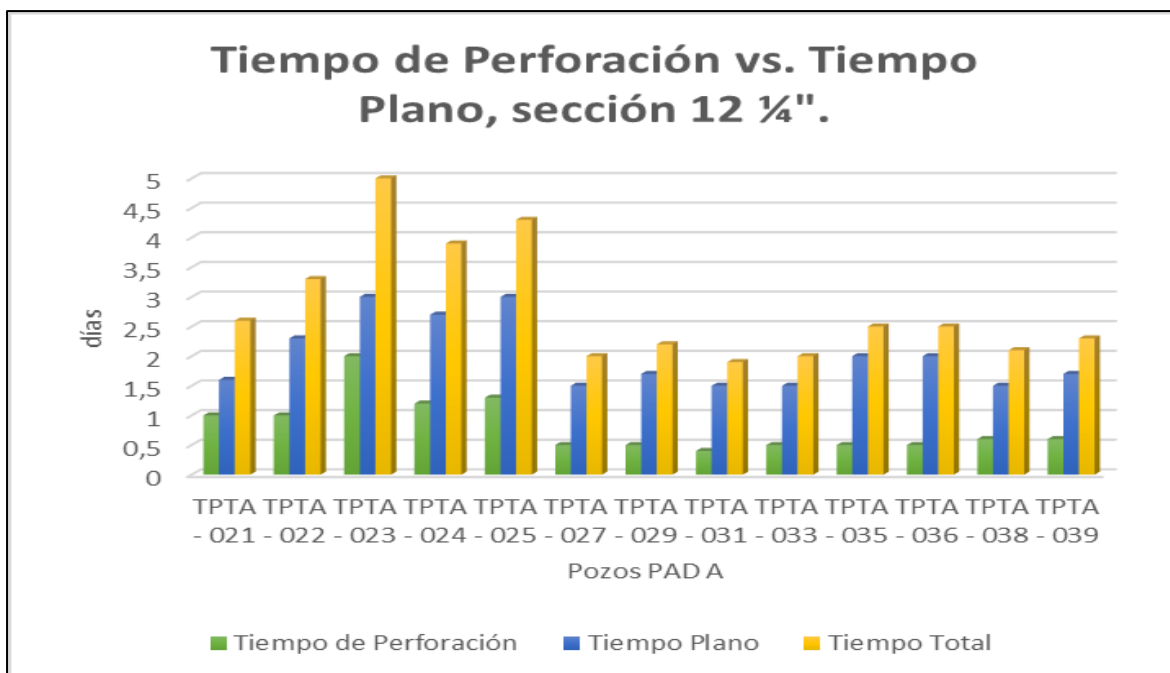
Los pozos analizados fueron seleccionados sobre la base de los problemas operacionales evidenciados durante la fase de perforación; corresponden a las Plataformas A y C del campo.

2.1.1 TIEMPOS DE PERFORACIÓN Y TIEMPOS PLANOS

Para el análisis de los pozos con problemas operacionales se determinó el tiempo plano, es decir, tiempo en el cual no se registra avance en la profundidad. Este tiempo incluye trabajos de acondicionamiento del hoyo, viajes de calibración, operaciones de circulación, corrida de casing, cementación y cambios de BHA.

En la figura 2.1 y 2.2 se presentan los tiempos de perforación y los tiempos planos de los pozos perforados en las plataformas A y C del campo, respectivamente.

Figura 2.1. Tiempos de Perforación vs. Tiempos Planos, sección 12 ¼", pozos del Pad A



Elaborado por: Yesenia Arteta (2018)

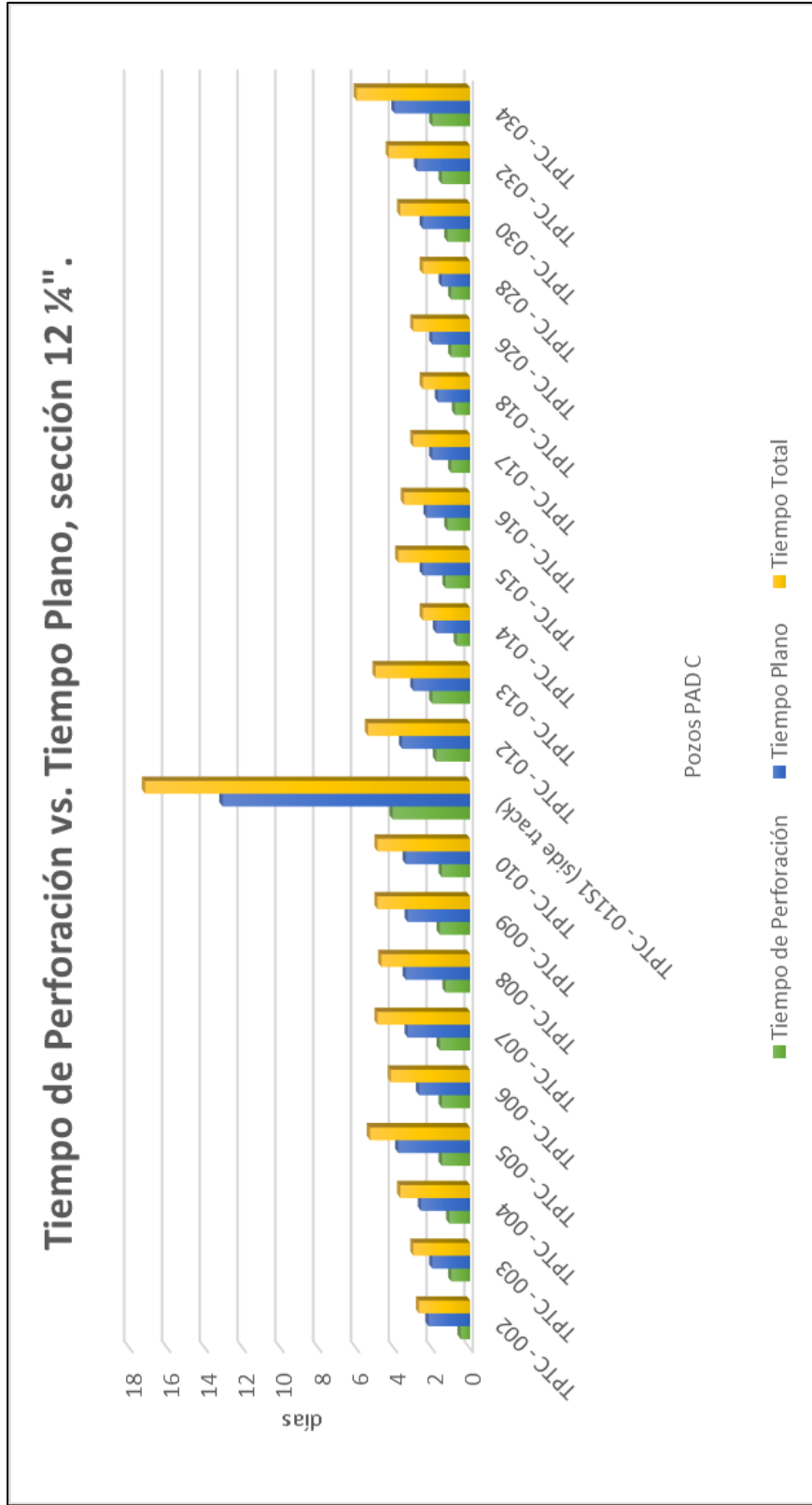
Fuente: (Petroamazonas EP, 2016 - 2017)

Es necesario identificar los problemas operacionales que propiciaron el incremento del tiempo plano en varios pozos, con respecto al tiempo plano promedio de los demás pozos perforados que no presentaron inconvenientes en las operaciones.

En la figura 2.1 se observa un incremento en los tiempos de perforación y tiempos planos en los pozos: TPTA-023, TPTA-024 y TPTA-025, con relación al tiempo plano promedio de los demás pozos de la plataforma, el cual es de 1.73 días. Los pozos mencionados presentan un incremento en los tiempos planos del 67,63 %, es decir, de 2,9 días.

En la figura 2.2 se observa un incremento en los tiempos de perforación y tiempos planos, en los pozos: Tiputini C 005, Tiputini C 11S1 y Tiputini C 034. El tiempo plano promedio de los demás pozos perforados en la plataforma es de 2,56 días. Los pozos mencionados registraron un tiempo plano promedio de 3,9 días, a excepción del pozo Tiputini C 11S1 que registró un tiempo plano de 13,1 días debido a que se realizó un side track.

Figura 2.2. Tiempos de Perforación vs. Tiempos Planos, sección 12 ¼", pozos del Pad C



Elaborado por: Yesenia Arteta (2018)

Fuente: (Petroamazonas EP, 2016 - 2017)

2.1.2 IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS OPERACIONALES

En los pozos perforados en el campo Tiputini la sección que más problemas operacionales ha presentado, es la sección de 12 ¼", la cual atraviesa las formaciones Orteguzza, Tiyuyacu y Tena, y que son sensibles por su composición arcillosa y lutítica.

Se identificaron las siguientes causas y problemas operacionales, que dieron lugar al incremento de los tiempos planos en los pozos TPTA-023, TPTA-024, TPTA-025 de la plataforma A del campo y en los pozos TPTC-005, TPTC-011S1 Y TPTC-034 de la plataforma C del campo.

Pozo Tiputini A 023

- Incremento de presión durante los viajes de calibración.
- Incremento de torque luego de hacer las conexiones.

Pozo Tiputini A 024

- Conato de empaquetamiento debido a incremento de los valores de ECD.
- Viaje de tubería a superficie con back reaming.
- Alto torque y presión durante la corrida.
- Pérdidas totales de fluido en tres ocasiones.
- Desvío de la trayectoria del pozo para evitar problemas de alto torque y pega geométrica.

Pozo Tiputini C 025

- Pérdida de circulación y pérdida de rotación.

Pozo Tiputini C 005

- Dificultad al sacar la tubería de perforación a superficie.
- Mala limpieza del hoyo.
- Pega diferencia en viaje de calibración.

Pozo Tiputini C 011S1

- Atascamiento de la tubería de perforación en viaje programado a superficie.
- Pérdida de circulación hacia la formación.
- Operaciones de pesca sin resultados.
- Pérdida de herramientas direccionales en el hoyo.
- Evento de pega no solucionado dando inicio a operaciones de side track.

Pozo Tiputini C 034

- Pérdida de circulación hacia la formación.
- Repasar como mínimo 4 veces cada parada perforada.
- Incremento de los valores de ECD.
- Viajes a superficie con back reaming.

Estos problemas se relacionan directamente con la técnica de perforación utilizada, por lo que se propone usar la técnica de perforación con Tubería de Revestimiento al presentar una gran ventaja en solucionar los problemas identificados y reducir los tiempos planos.

Se presentan tiempos planos y problemas operacionales, por lo cual para este análisis se ha seleccionado al pozo Tiputini C 034 debido a que su profundidad y elevado ángulo de inclinación (ver tabla 1.4) es un reto para la aplicación de la tecnología.

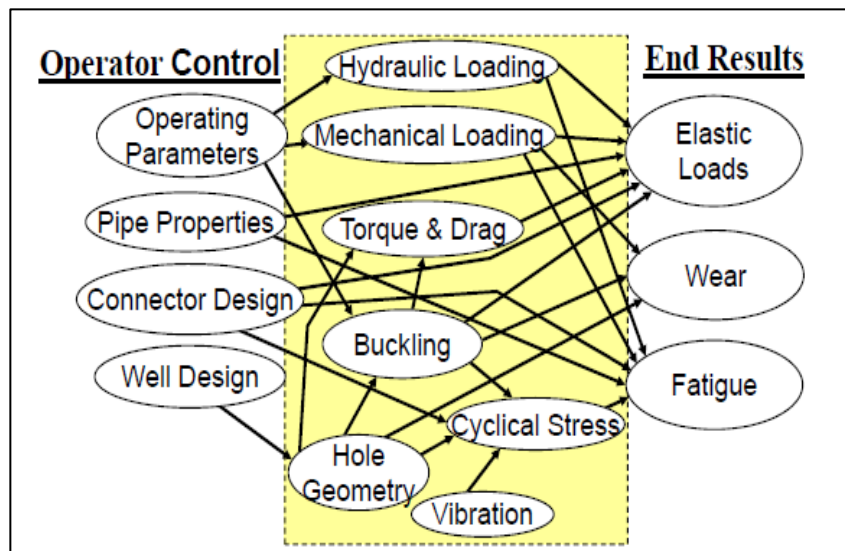
2.2 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La perforación de un pozo con tubería de revestimiento se diseña de manera similar al diseño de un pozo convencional. Las consideraciones que se tratan de manera similar a la perforación convencional son: la estabilidad del pozo, el control del pozo, profundidades de asentamiento de casing, el plan direccional y la selección de la broca.

Una diferencia significativa es la selección de la tubería de revestimiento debido a que está sujeta a tensiones adicionales durante la operación.

En la figura 2.3 se muestran las interacciones que afectan la integridad de la tubería de revestimiento, siendo las principales las cargas elásticas, fatiga y desgaste. Por otro lado, la integridad de la tubería también se ve afectada por los parámetros manejados en campo, propiedades de la tubería, diseño de la conexión y diseño del pozo.

Figura 2.3. Interacciones que afectan la integridad del casing



Fuente: (Bjorneli, 2009c)

Las interacciones complejas se pueden manejar con técnicas convencionales de perforación, sin embargo, el pandeo, la fatiga y la hidráulica merecen un análisis especial.

2.2.1 TORQUE Y ARRASTRE

El torque y arrastre determinan si un pozo es un buen candidato para ser perforado con la tecnología CWD. Los factores que afectan el torque y arrastre en la perforación convencional afectan de manera similar en CWD, pero con mayor realce.

El factor de fricción, la fuerza normal de contacto y el diámetro efectivo de rotación determinan el torque necesario para girar la tubería de revestimiento. El diámetro efectivo de rotación y la fuerza de contacto en un pozo direccional durante la perforación con CWD es mayor que en la perforación convencional debido a que el peso de la tubería de revestimiento es mayor. Estos dos factores pueden ocasionar que el torque se incremente.

De igual manera la configuración del pozo, la rigidez de la tubería y la mala limpieza del hoyo pueden contribuir a un incremento en el torque.

Los pozos direccionales que se perforan con CWD requieren una adecuada centralización, ya que tienen más fuerzas laterales y corren el riesgo de una pega diferencial (Warren & Lesso, 2005).

2.2.2 PANDEO O BUCKLING

El pandeo o buckling se produce cuando la carga de compresión y la geometría del hoyo generan un momento de flexión suficiente para provocar que el casing se deforme, y se vuelva incapaz de soportar cargas de compresión sin un soporte lateral. La pared del hoyo proporciona un soporte lateral para limitar la deflexión lateral.

A diferencia de la perforación convencional, en la perforación con tubería de revestimiento no se utiliza drill collars, los que sirven para dar peso a la broca y evitar que la tubería sufra daños al pandearse.

El pandeo provoca dos efectos que pueden afectar al revestidor. En primer lugar, el contacto lateral entre la pared del hoyo y el casing puede causar desgaste en éste y aumentar el torque requerido para rotar. En segundo lugar, debido a que la tubería de revestimiento adopta la geometría del pozo, aumenta la tensión y la tendencia hacia las vibraciones laterales.

En pozos direccionales la tubería se vuelve más estable cuando el ángulo de inclinación aumenta, y es menos estable cuando la inclinación disminuye a menos de 1°/100 ft, ya que la compresión axial sostiene al tubo firmemente contra la pared del hoyo.

Para mantener la integridad de la tubería de revestimiento y la eficiencia de perforación es importante detectar si el pandeo es o no significativo para las condiciones del pozo. Si la tubería está pandeada, se debe evaluar el efecto del pandeo sobre las fuerzas de contacto y tensión.

La fuerza de contacto entre la pared del hoyo y la tubería de revestimiento afecta tanto al torque requerido para rotar la sarta de perforación como al desgaste experimentado por la tubería. La localización de los puntos de contacto determina si el desgaste se produce en las conexiones de la tubería o si también afecta al cuerpo del tubular.

Debido al pandeo, la curvatura del tubo afectará la tensión que experimenta la tubería, si el nivel de tensión es lo suficientemente alto, la tubería puede ceder y fallar; sin embargo, lo descrito rara vez ocurre en aplicaciones de perforación con tubería de revestimiento. Un nivel bajo de tensión puede influenciar en la vida de la fatiga (Warren, Angman, & Houtchens, 2000).

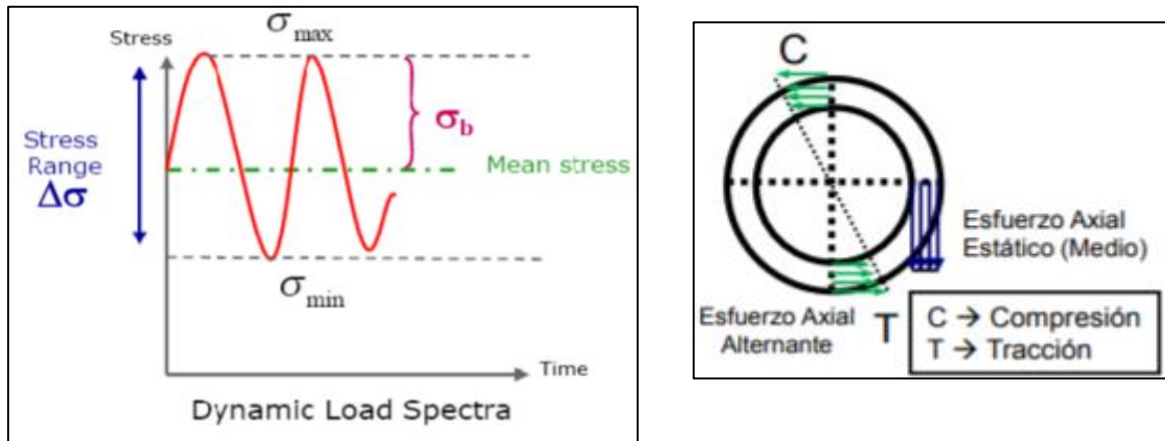
2.2.2 FATIGA

La fatiga ocurre por la acumulación de cargas en un número acumulado de ciclos a niveles de tensión muy por debajo de la resistencia elástica del material, lo cual genera y/o propaga una grieta a través del cuerpo hasta que el área restante de la sección transversal es insuficiente para soportar la carga estática. Este fenómeno progresivo y acumulativo es susceptible a las condiciones locales.

Los componentes de las cargas cíclicas son los esfuerzos alternantes (stress range) y el esfuerzo estático medio (mean stress). El esfuerzo medio (mean stress) es introducido por cargas axiales estáticas, debidas principalmente al peso de la

tubería colgando, WOB aplicado y efectos de flotación (Rodríguez & Santiago, 2011); ver figura 2.4.

Figura 2.4. Componentes de las cargas cíclicas



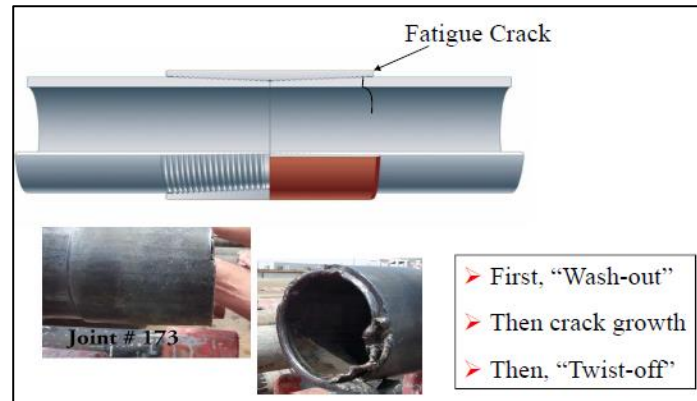
Fuente: (Rodríguez & Santiago, 2011)

Las fallas por fatiga en la tubería de perforación generalmente son el resultado de cargas de flexión oscilantes (bending) en lugar de cargas torsionales. Otras condiciones que puede imponer cargas de flexión son: tortuosidad del pozo, pandeo de la tubería y vibraciones (whirling).

La parte inferior de la tubería de perforación es el lugar donde la fatiga acumulada es predominante, y de igual manera en las zonas del pozo donde el dog-leg es más severo.

Normalmente una grieta por fatiga o crack provocará una fuga antes de la ruptura final; por lo tanto, la mayoría de “wash out” se produce a causa de grietas de fatiga. Estas fallas a menudo se encuentran en la parte roscada de la conexión. Ver figura 2.5.

Figura 2.5. Falla por fatiga en la conexión

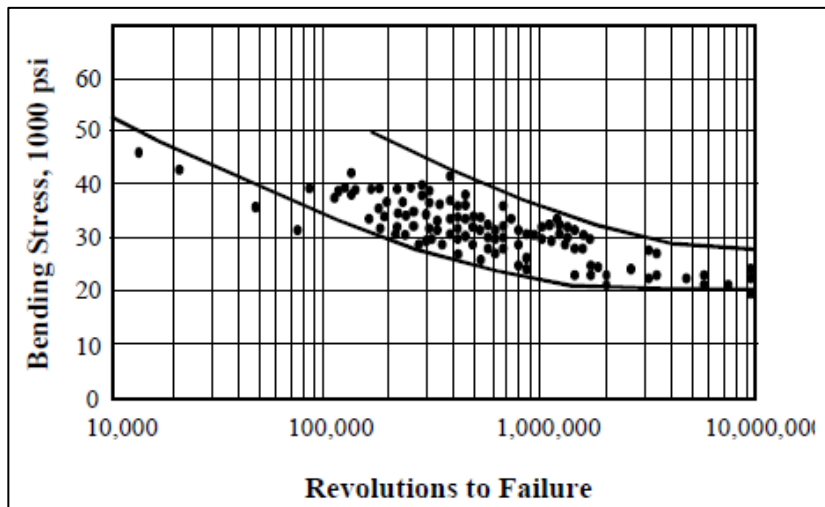


Fuente: (Bjorneli, 2009c)

La vida de la fatiga de un elemento en específico se mide con la ayuda de curvas S-N que relacionan el nivel de tensión alterna con el número de ciclos que causan la falla. Estas curvas son obtenidas mediante ensayos a plena escala y análisis estadístico de resultados.

En la curva S-N desarrollada para tubería de perforación grado D & E, los datos de fatiga se trazan como una banda de falla, indicando un límite de resistencia; es decir, la tensión por debajo de la cual no ocurre falla para la tubería de 20.000 [psi]. Ver figura 2.6.

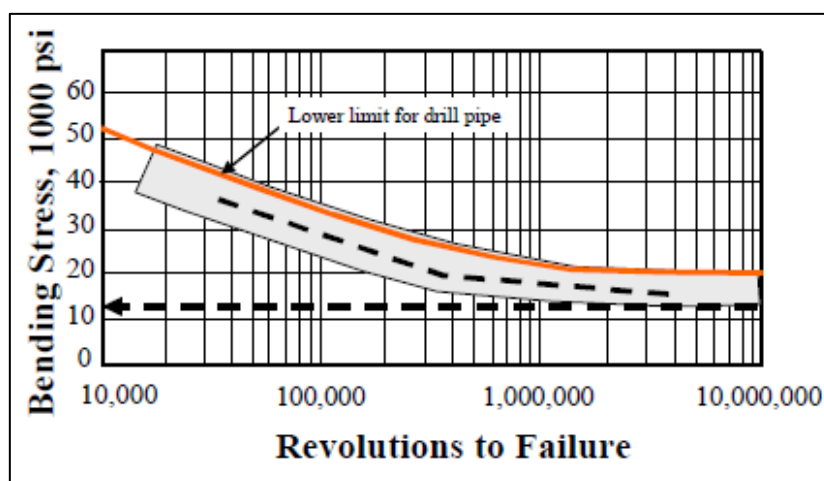
Figura 2.6. Curva S-N para tubería de perforación grado D & E



Fuente: (Warren T. et al., 2000)

La figura 2.7 de los datos obtenidos con las conexiones K-55 y N-80, muestra que el rendimiento del revestidor cae ligeramente por debajo del límite inferior para la tubería de perforación. El trazo se basa en la tensión en la tubería (no en el conector) a pesar de que las fallas ocurren en la conexión (Warren T. et al., 2000).

Figura 2.7. Fatiga para casing de K-55 y N-80



Fuente: (Warren T. et al., 2000)

2.2.3 FLEXIÓN O BENDING

El esfuerzo de flexión en la tubería actúa a lo largo de su eje longitudinal y puede ser causado cuando el tubo se dobla debido a la curvatura de la trayectoria del pozo, pandeo tubular y debido a la vibración lateral.

2.2.4 HIDRÁULICA

Al perforar con tubería de revestimiento la geometría de la trayectoria del fluido es diferente a la que se tiene en la perforación convencional. Por dentro del revestimiento no se tiene restricciones debido a que el diámetro de la tubería es mayor y las pérdidas de presión son menores; por el contrario, el anular presenta mayor restricción al flujo debido al espacio reducido y las pérdidas de presión son más altas que en la perforación convencional.

El análisis de la hidráulica del pozo hace referencia a la operación donde el fluido de perforación es utilizado para transferir presión desde la superficie hacia la broca, con el fin de transportar los ripios hacia la superficie y fuera del pozo. La bomba del fluido deberá ser capaz de vencer las pérdidas acumuladas de presión asociadas con el equipo superficial, la sarta de perforación, la broca y el anular.

En el espacio anular el flujo es más uniforme debido a la trayectoria restringida, esto facilita la limpieza del hoyo a caudales más reducidos y las velocidades anulares son casi constantes desde el zapato del revestidor hasta superficie. Sin embargo, es importante mantener en movimiento la tubería y las propiedades del lodo para generar la energía hidráulica necesaria.

En la perforación con tubería de revestimiento el ECD es mayor a comparación de los valores que se tienen en una perforación convencional, debido a que en el espacio anular es más reducido y las velocidades de flujo empleadas son menores (Warren T. et al., 2000).

2.2.5 CONEXIÓN

El tipo de conexión que se usará en una perforación con Tubería de Revestimiento es de vital importancia para asegurar el éxito de la operación, debido a que la tubería estará sometida a altos esfuerzos que debe vencer para rotar en fondo y profundizar.

La conexión a usar en la perforación con Tubería de Revestimiento debe ser capaz de transmitir la rotación generada en superficie y resistir los altos valores de torque que se generan durante la operación.

En la perforación convencional se usa la conexión API Buttress que no está diseñada para rotar, ya que la norma API 5B no controla el espesor de la nariz del pin, parte de la conexión que transmite torque. Para realizar esta función normalmente se colocan anillos de torque como cuerpos externos al cuerpo de la conexión, los cuales no garantizan la trasmisión del torque.

Por lo tanto, Tenaris sugiere utilizar en una operación de perforación con Tubería de Revestimiento la conexión TenarisXP Buttres que presenta un hombro de torque en reemplazo de los anillos de torque y es el área de la conexión sobre la cual se va a transmitir el torque.

La conexión TenarisXP Buttres tiene un espesor de nariz controlado y un valor de espesor mínimo del pin que por debajo del cual la conexión será rechazada, este espesor mínimo hace que la conexión registre un torque determinado; adicional las pruebas de elementos finitos y de escala completa determinan los límites operacionales de la conexión y generan una data sheet confiable que indica los valores de torque que la conexión va a resistir (TenarisHydril, 2016).

2.2.5.1 Conexión TenarisXP Buttress

La conexión TenarisXP Buttress con diseño especial de cupla con hombro, ofrece una resistencia adicional al torque y a la compresión, además provee mayor

estabilidad en el ensamblado que las conexiones Buttress comunes, asegurando un funcionamiento versátil y robusto.

TenarisXP Buttress ha sido utilizada desde el 2010 con más de 75 millones de pies corridos en todo el mundo ya que ofrece beneficios para distintos entornos operativos y aplicaciones. Su capacidad de rendimiento mejorado la hace ideal para la perforación de esquisto, perforación con tubería de revestimiento y pozos geotérmicos.

Al ser compatible con las conexiones API Buttress, permite el uso de otros accesorios comunes API, y para su mantenimiento tiene una variedad de talleres de roscado y reparación.

La conexión TenarisXP Buttress ofrece un rendimiento de torque mejorado, con un rango de make-up torque bien definido. Su torque operacional es aproximadamente 3 veces mejor que los valores típicos de make-up torque de la conexión API Buttress. Esta capacidad de torque extra es proporcionada por el hombro de torque (ver figura 2.10), por lo tanto, no es necesario añadir elementos adicionales como anillos de torque.

Figura 2.8. Conexión Tenaris XP™ Buttress.



Fuente: (TenarisHydril, 2016)

Características

- Disponible en diámetros de 4 1/2" a 16".
- 100% de eficiencia a la tensión y a la compresión.
- Mejor capacidad estructural.
- Flexión equivalente al cuerpo del tubo.
- Capacidad adicional de torque.
- Lisa en el interior (Internal flush).
- Hombro de torque positivo.
- Repetibilidad de ensamblados.
- Intercambiable con API Buttress.
- Bisel estándar de 20°.
- Diseño de flujo de ID mejorado minimiza la erosión y la corrosión.

Por el alto rendimiento estructural en tensión y compresión, la conexión TenarisXP Buttress es capaz de resistir cargas de flexión (bending) y cargas de fatiga más altas, lo que permite que resista altos grados de curvatura (en ocasiones mayores a 20 ° / 100 pies) y gran cantidad de rotaciones. Ver anexo 6 y anexo 7.

2.2.6 TUBERÍA DE PERFORACIÓN

La tubería de perforación para perforar con CWD es la tubería de revestimiento que se usa en la perforación convencional para revestir los pozos una vez perforados.

La tabla 2.1 muestra los tamaños de casing disponibles para la perforación con CWD, y los diámetros de underreamer, collares y brocas que corresponden a cada tamaño de casing.

Tabla 2.1. Tamaños de casing para CWD RSS

CASING SIZE	UNDERREAMER SIZE	COLLAR SIZE	PILOT BIT SIZE
13 3/8"	17 1/2" or 16"	9 1/2"	12 1/4"
10 3/4 "	13 1/2"	8"	9 3/4 "
9 5/8"	12 1/4"	6" - 7"	8 1/2"
7 3/4 "	9 7/8"	4 3/4 " - 5"	6 3/4 "
7 5/8"	9 7/8"	4 3/4 " - 5"	6 1/2"
7"	8 7/8"	4 3/4 " - 5"	6 1/4"

Fuente: (Bjorneli, 2009a)

El revestidor seleccionado para este estudio se utiliza para revestir las secciones de 12 ¼" de los pozos perforados convencionalmente en el campo Tiputini. La tubería a usar es de 9 ⅝" [in] de diámetro externo, peso de 47 [lb/ft], 8,681 [in] de diámetro interno, grado de acero N-80, presión de colapso de 4750 [psi] y presión de estallido 6870 [psi].

2.2.7 DISEÑO DEL BHA

2.2.7.1 Broca

La sección de 12 ¼" se constituye en el intervalo más crítico, por el tipo de formaciones que atraviesa, con litologías que varían en su compactación y dureza desde arcillas hasta arenas de grano grueso; se considera el uso de una sola broca en toda la sección.

Adicionalmente, y con el fin de asegurar el rendimiento de la broca, es necesario realizar una correcta selección de boquillas (hidráulica) que permita una buena limpieza; especialmente en los intervalos de Tiyuyacu y Tena que pueden provocar problemas de embolamiento.

Se consideró una broca PDC de 8 ½" de 6 aletas, cuerpo matriz, con un área de limpieza de 10.856 pulgadas cuadradas. La broca dispone de un total de 45 cortadores de los cuales 30 son de 16mm en su cara frontal y 14 de 13mm y 16mm de back up, con 6 boquillas intercambiables y un calibre de 2 pulgadas para maniobrabilidad en el trabajo direccional; ver figura 2.11.

Figura 2.9. Broca 8 ½" MSi616PX PDC



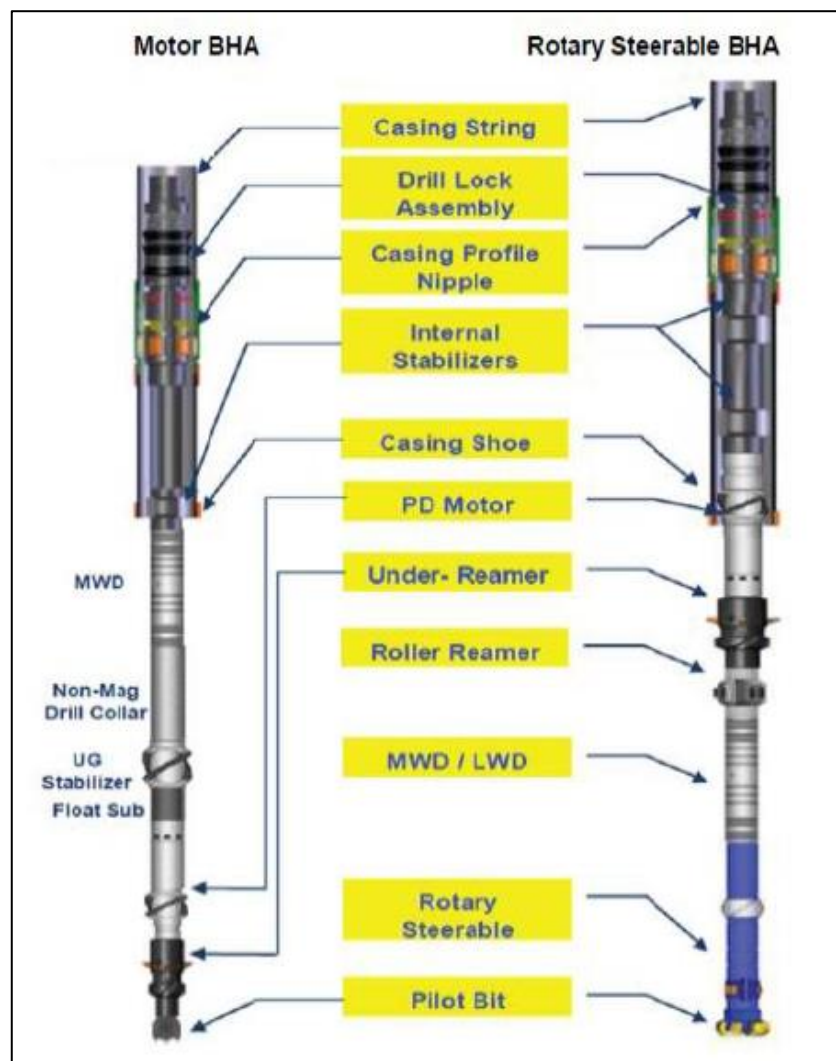
Fuente: (SMITH BITS, 2010)

2.2.7.2 Ensamblaje Direccional

Para las operaciones de perforación direccional con tubería de revestimiento, CWD, se proponen tres opciones de BHA, ver figura 2.12:

- BHA con Motor
- PowerDrive Rotary Steerable System
- PowerDrive Rotary Steerable System + Motor

Figura 2.10. Casing Drilling BHA



Fuente: (Ortiz, 2016)

Motor de Desplazamiento Positivo (PDM)

El motor de fondo acciona la broca piloto y el ensanchador sin necesidad de hacer rotar toda la sarta de perforación desde superficie, permitiendo la perforación por deslizamiento.

Las operaciones de CWD con Motor presentan tres limitaciones: geometría del BHA, desempeño del motor y prácticas operacionales.

En CWD, el BHA y el Motor tienen menor diámetro que el pozo, esta condición limita el ángulo de curvatura del Motor debido a que el patín de contacto no toca la pared del pozo. Para solucionar este problema se incorpora a un estabilizador por debajo del underreamer a fin de proveer control direccional.

El BHA incluye también un underreamer sin cortadores ubicado por encima del Motor para minimizar el incremento de la rotación y proporcionar la capacidad de disminuir el ángulo de inclinación por deslizamiento. Ver tabla 2.2 y figura 2.13.

Cuando la tubería de revestimiento presenta dificultad para desplazarse hacia abajo, aumenta tanto el WOB como el esfuerzo de torsión del Motor, incrementando la presión de circulación. Este efecto repetitivo provoca que el Motor se detenga.

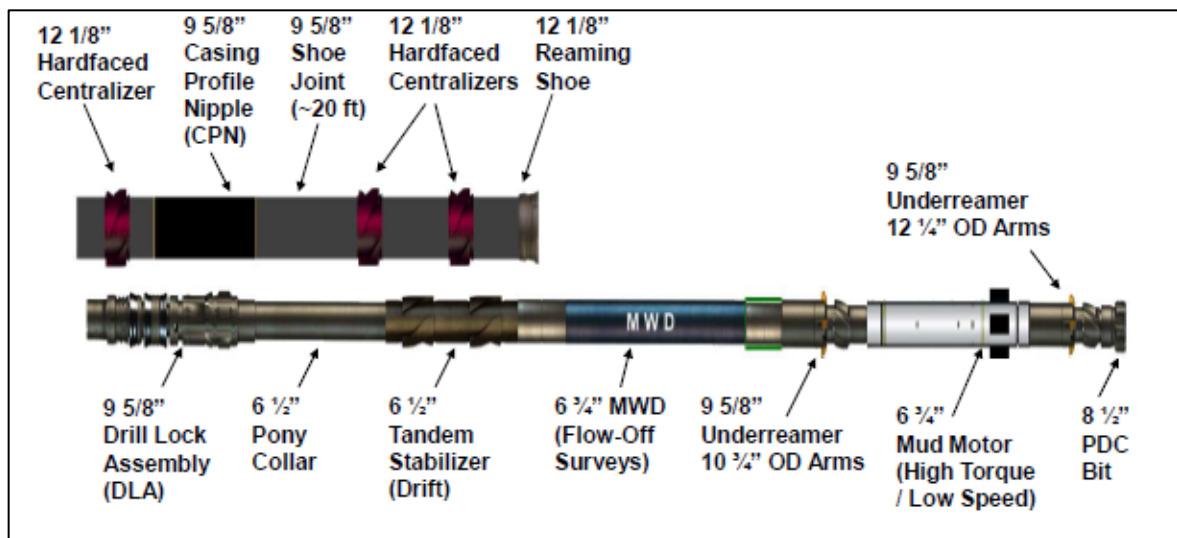
Para evitar que el motor se detenga o atasque se debe trabajar con bajas velocidades y bajas cargas de torsión durante la perforación.

La perforación con Motor sin la rotación de la sarta de perforación reduce significativamente las ROP (Warren T. et al., 2004).

Tabla 2.2. Descripción del BHA con Motor de Desplazamiento Positivo

DESCRIPCIÓN DEL BHA					
ORDEN	COMPONENTE	LONGITUD [ft]	OD [in]	ID [in]	MAX OD [in]
1	8 ½" PDC Bit	1,00	8,50	N/A	8,50
2	Underreamer	5,00	8,00	2,00	12,25
3	Mud Motor	30,00	6,50	N/A	8,50
4	Underreamer (No cutters)	5,00	8,00	N/A	10,75
5	EM Gap Sub	2,00	6,00	N/A	6,25
6	MWD	30,00	6,50	N/A	6,50
7	Crossover	2,00	6,00	2,75	6,00
8	Internal Tandem Stabilizer	8,00	6,00	3,00	8,38
9	6 ½" Pony Drill Collar	12,00	6,00	2,75	6,00
10	9 ⅝" DLA	8,37	8,38	3,75	8,38
Longitud total del BHA:		103,37			

Fuente: (Bjorneli, 2009b)

Figura 2.11. BHA con Motor de Desplazamiento Positivo

Fuente: (Bjorneli, 2009b)

Rotary Steerable System (RSS)

El RSS es un sistema orientable totalmente giratorio que minimiza el riesgo de pega. Tiene un sensor de dirección que permite transmitir mediciones de inclinación

y azimut en tiempo real para dirigir el pozo al mejor lugar del yacimiento con el fin de optimizar la producción.

Este sistema ofrece la potencia requerida para perforar con mayor precisión. Esta tecnología permite obtener perfiles de pozo en 3D y su respuesta direccional independiente a las características de la formación, hace posible perforar zonas abrasivas a altos ángulos de manera más eficiente en comparación de los Motores.

La perforación con PowerDrive RSS mejora las ROP por la eficiente remoción de recortes.

Se producen menos atascamientos debido a que su diseño es compacto y resistente al desgaste y estrés mecánico.

La herramienta PowerDrive RSS minimiza la mayoría de los problemas asociados con la perforación por deslizamiento, las limitaciones de desempeño del Motor y las dificultades relacionadas con el control direccional, proporcionando un pozo suave que reduce el esfuerzo de torsión (Fontenot et al., 2005). Ver anexo 5.

Rotary Steerable System (RSS) + Motor

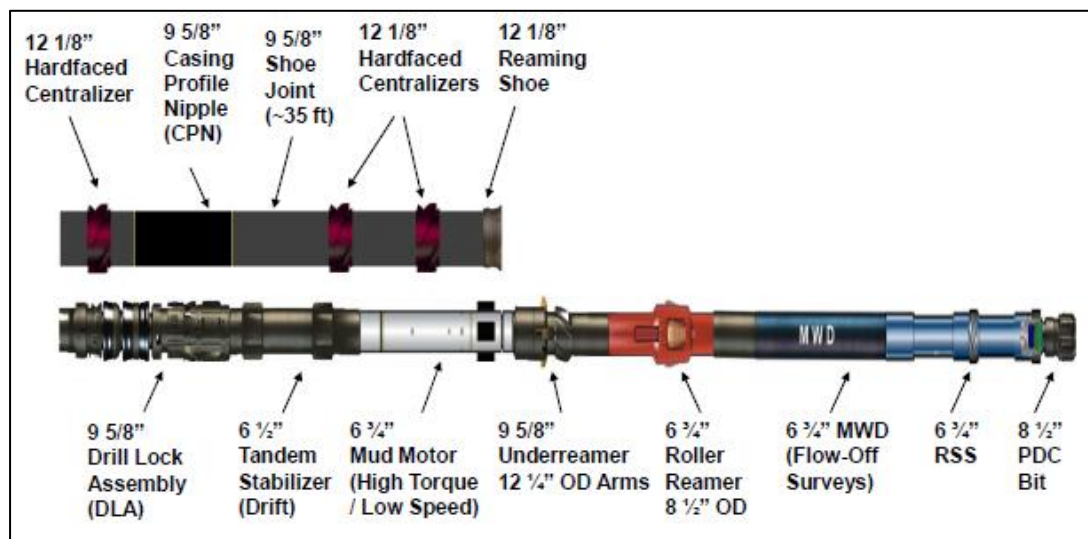
La experiencia operacional indica que a mayor profundidad se presentan mayores problemas con la vibración de la tubería de revestimiento e inestabilidad a causa de la fricción de una tubería sobre la otra en el interior de las secciones más largas. Se recomienda agregar un Motor por encima del underreamer, que permitirá mitigar estos problemas con la reducción de la rotación de la sarta de perforación, a la vez que sirve de protección para la sarta y el BHA (Fontenot et al., 2005).

Tabla 2.3. Descripción del BHA con Rotary Steerable System + Motor de Desplazamiento Positivo

DESCRIPCIÓN DEL BHA					
ORDEN	COMPONENTE	LONGITUD [ft]	OD [in]	ID [in]	MAX OD [in]
1	8 ½" PDC Bit	1,00	8,50	N/A	8,50
2	Xceed 900 RSS	13,84	6,75	3,00	8,38
3	Slimpulse MWD	32,00	6,75	2,88	6,87
4	Filter Sub	3,00	6,75	3,00	6,75
5	Roller Reamer	6,50	6,65	2,25	8,50
6	Underreamer	5,00	8,00	2,00	12,25
7	Mud Motor	30,00	6,70	N/A	8,50
8	Crossover	2,00	6,65	3,00	6,75
9	Internal Tandem Stabilizer	8,00	6,50	3,00	8,50
10	9 ⅝" DLA	8,37	8,38	3,75	8,38
Longitud total del BHA:		109,71			

Fuente: (Bjorneli, 2009b)

Figura 2.12. BHA con Rotary Steerable System + Motor de Desplazamiento Positivo



Fuente: (Bjorneli, 2009b)

Para perforar la sección de 12 ¼" con la tecnología CWD se recomienda usar Rotary Steerable System (RSS) + Motor, debido a que el motor ubicado sobre el underreamer reducirá la rotación de la tubería de perforación, manteniendo bajos los niveles de fatiga.

2.2.8 CEMENTACIÓN

La cementación en la perforación con tubería de revestimiento (CWD) difiere de las prácticas de cementación convencional en varios aspectos.

2.2.8.1 Centralización

No es aconsejable usar centralizadores con cuerpo soldado en las operaciones de CWD. La sarta de perforación estará sometida a largos periodos de rotación mientras se perfora toda la sección del pozo, los centralizadores estándar no son adecuados para soportar tal condición ya que pueden sufrir daños severos por desgaste, perder su ubicación original, disminuyendo la centralización de la tubería, y perderse en el hoyo causando problemas al perforar.

Se requiere que los centralizadores sean lo suficientemente robustos para perforar toda la sección del pozo al mismo tiempo que soportan la rotación de la tubería durante largos periodos de tiempo (Strickler & Solano, 2007).

2.2.8.2 Sistema de flotación

La tecnología CWD debe permitir el paso total de las herramientas cuando se requiere realizar un cambio de BHA para avanzar en la perforación, en lugar de extraer toda la sarta de revestimiento mediante juntas individuales.

El sistema de flotación emplea un niple de asentamiento de tapones (PLN), el cual se instala previamente en la tubería de revestimiento, y un tapón de desplazamiento (PDDP) que limpia el revestidor detrás del cemento y funciona como barrera entre el cemento y el fluido de desplazamiento, ver figura 2.15.

Luego de que se alcanza la TD y el BHA retorna a superficie, empiezan las operaciones de cementación. El tapón PDDP se libera después de la lechada tail y se ancla en el niple PLN para contener la presión y dar por terminada la cementación. El sistema impide el contraflujo del cemento (Strickler & Solano, 2007).

Figura 2.13. Sistema de flotación

Fuente: (TDDirect Schlumberger, 2013)

2.2.8.3 Exceso de cemento

El volumen de cemento para los trabajos de cementación de casing superficial, intermedio y de producción se estima con un valor de exceso de cemento.

En las operaciones de CWD usualmente no se dispone de registros de pozo a hueco abierto necesarios para el cálculo de los volúmenes de cemento. Por lo tanto, el factor de exceso de cemento se define a partir de los pozos perforados convencionalmente donde se tiene disponibles el registro caliper (registros a hueco abierto) y el registro CBL que indica la integridad de la adherencia del cemento entre la tubería de revestimiento y las paredes del pozo (Strickler & Solano, 2007).

CAPÍTULO 3

RESULTADOS

3.1 ANÁLISIS DE TORQUE, ARRASTRE Y FATIGA ACUMULADA

Para el análisis de Torque y Fatiga se utilizó el software “Torque, Drag and Fatigue” propietario de Tenaris.

Se consideraron los datos de entrada (configuración del pozo, de la tubería de perforación y parámetros de operación) como se detalla en la sección “Datos de Entrada”.

El análisis incluye como únicas fuentes de esfuerzos de flexión estáticos y alternantes las curvaturas de la trayectoria del pozo. No se incluye una evaluación de efectos dinámicos de ningún tipo, ejemplo: vibraciones, whirling, stick-slip, etc.; tampoco incluye efectos viscosos asociados a la reología de los fluidos de perforación.

Los resultados solo son válidos para las condiciones analizadas. Cualquier desviación de las condiciones detalladas en la sección “Datos de Entrada” invalida el reporte, y en tal caso se recomienda hacer una revisión del análisis.

3.1.1 OBJETIVO

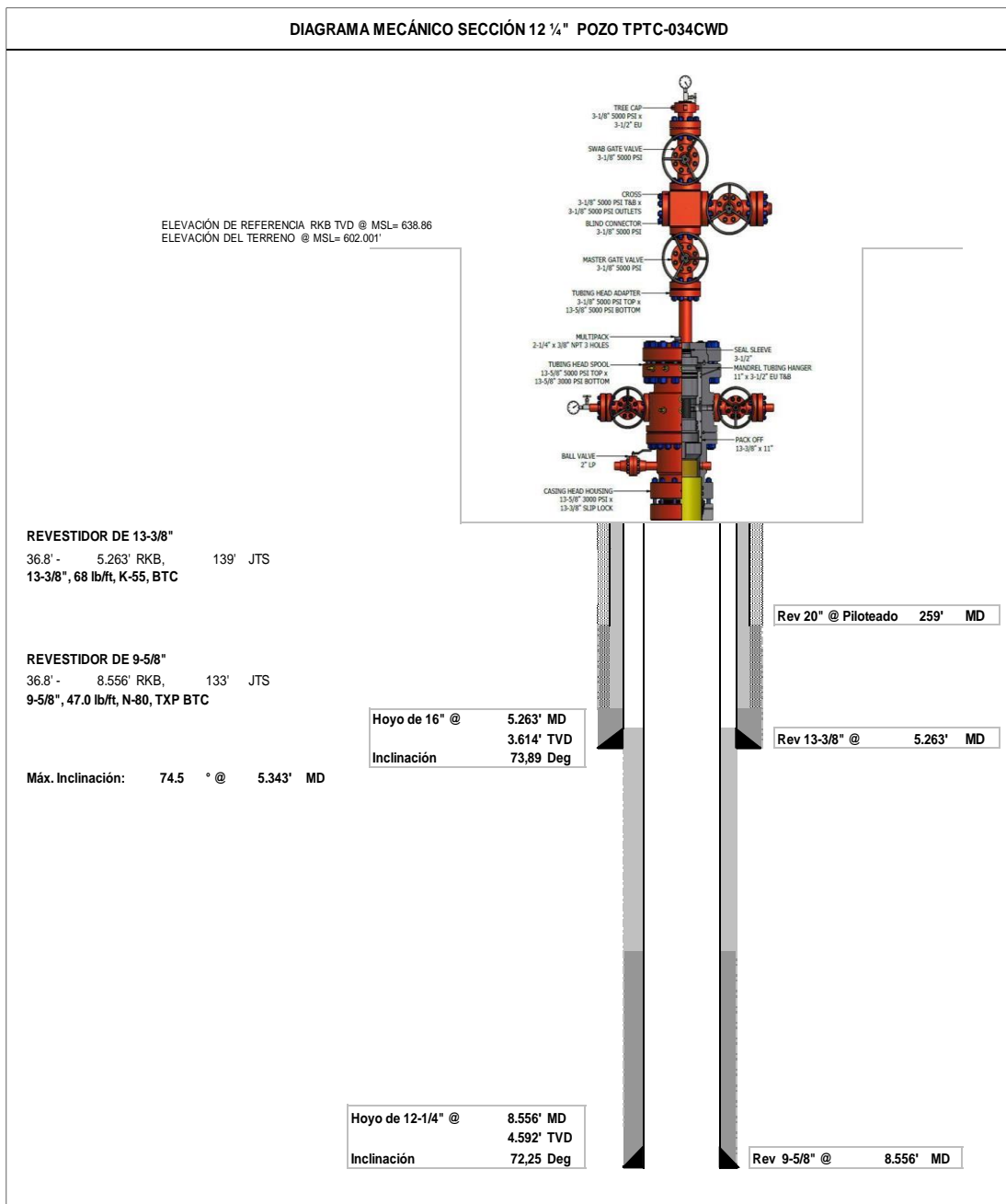
El objetivo de este análisis es estimar los esfuerzos sufridos por la tubería durante la operación de perforación con tubería de revestimiento (CWD). La sarta analizada es una tubería de revestimiento de 9 5/8” de 47 ppf N80Q con conexión Tenaris TXP™ BTC.

3.1.2 DATOS DE ENTRADA

Trayectoria del pozo

En la figura 3.1, se presenta el diagrama mecánico desarrollado para el pozo TPTC-034CWD. Para información del survey del pozo, ver anexo 4.

Figura 3.1. Diagrama mecánico



Elaborado por: Yesenia Arteta (2018)

En la tabla 3.1 se presentan los datos de trayectoria del pozo TPTC-034CWD.

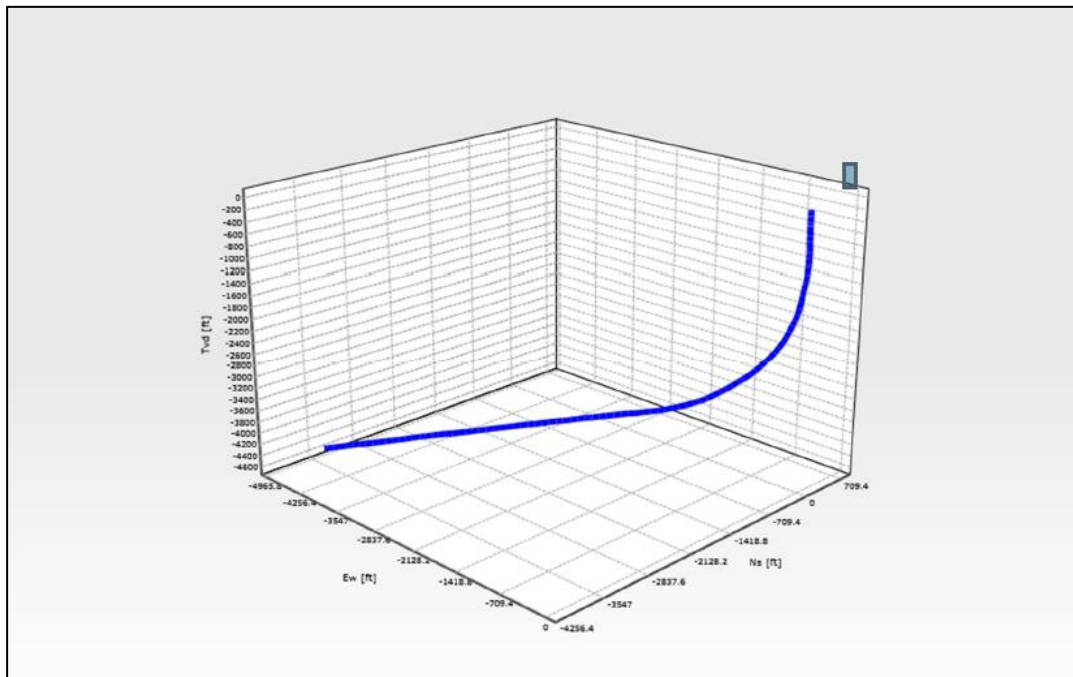
Tabla 3.1 Datos de Trayectoria pozo TPTC-034CWD

DATOS DE TRAYECTORIA SECCIÓN 12 ¼"		
MD	8556	[ft]
TVD	4592	[ft]
Desplazamiento horizontal	5972	[ft]
KOP	300	[ft]
DLS máximo	3,52	°/100 ft
Inclinación máxima	74,51	°

Elaborado por: Yesenia Arteta (2018)

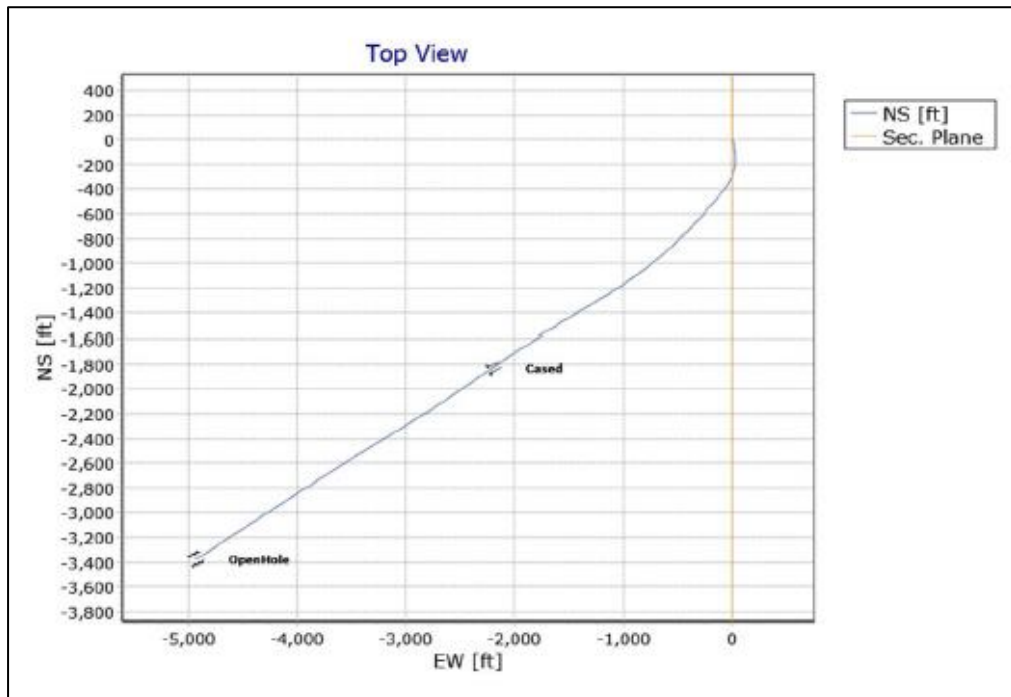
En la figura 3.2, 3.3 y 3.4 se visualiza la trayectoria del pozo, vista en diferentes proyecciones.

Figura 3.2 Trayectoria del pozo – Vista 3D



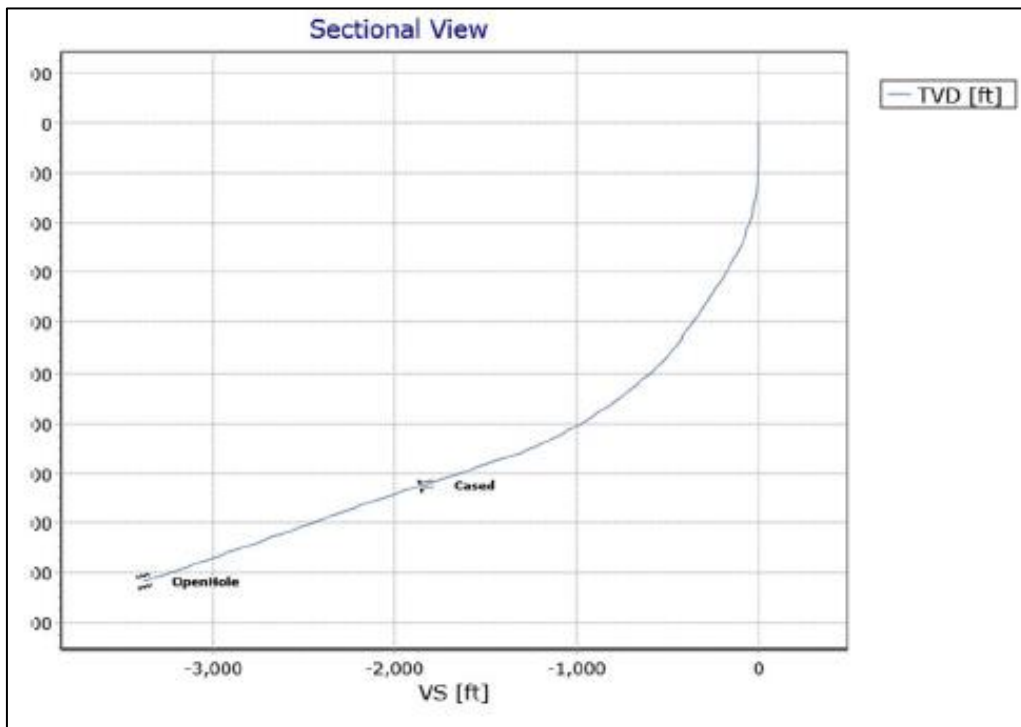
Fuente: Análisis de Torque, arrastre y fatiga acumulada, Tenaris (2018)

Figura 3.3. Trayectoria del pozo – Vista Superior



Fuente: Análisis de Torque, arrastre y fatiga acumulada, Tenaris (2018)

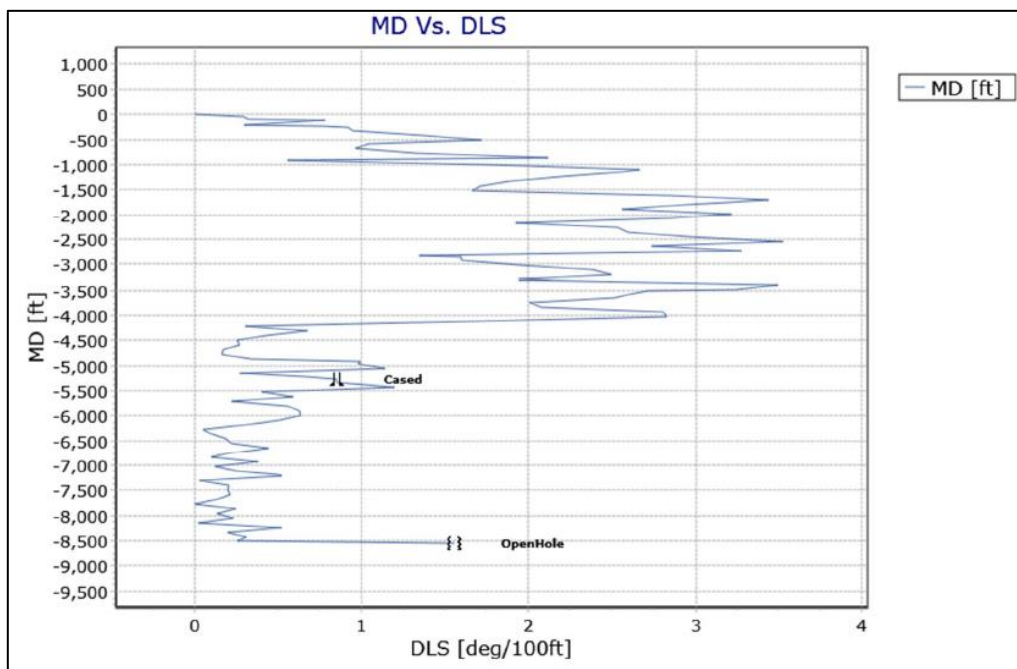
Figura 3.4. Trayectoria del pozo – Vista Lateral



Fuente: Análisis de Torque, arrastre y fatiga acumulada, Tenaris (2018)

La figura 3.5 muestra un valor de DLS de 3,5°/100 ft siendo la parte más severa entre 1750 ft y 3500 ft, es un valor alto a comparación de la perforación convencional donde usualmente se tienen valores máximos de 2,5° /100 ft. Es importante considerar que este valor no presenta afectación en el desempeño de la operación.

Figura 3.5 Trayectoria MD vs. DLS



Fuente: Análisis de Torque, arrastre y fatiga acumulada, Tenaris (2018)

Se puede observar en la curva de la figura 3.5 que la zona más demandante para el cuerpo del tubo se encuentra dentro del casing de 13 3/8". En ese punto, el tubo no debería presentar mayor esfuerzo por rotación, sin embargo la tubería se recostaría para tomar la dirección del pozo.

Datos del pozo y parámetros de operación

El perfil del pozo describe un pozo entubado con casing de 13 3/8" de 12,415 [in] de diámetro interno, desde 0 [ft] hasta 5263 [ft] y se consideró un factor de fricción de 0,25. A hueco abierto desde 5263 [ft] hasta 8556 [ft], de 12,25 [in] de diámetro interno y se consideró un factor de fricción de 0,33; ver tabla 3.2.

La tubería seleccionada para realizar este análisis es un casing de 9 5/8" con un espesor de pared de 0,472 [in], peso de 47 [lb/ft], 8,681 [in] de diámetro interno y 8556 [ft] de longitud; ver tabla 3.3.

Las operaciones de perforación se realizarán desde 5263 [ft] a 8556 [ft] (hoyo abierto), el tiempo estimado de duración es de 21 [horas].

Los parámetros de perforación que se consideraron para este análisis fueron: peso sobre la broca (WOB) de 35.000 [lbf], velocidad de rotación 50 RPM, ROP de 158 [ft/hr] y torque sobre la broca de 5000 [lb-ft]; ver tabla 3.4.

Se consideró un fluido de perforación base agua de 10,5 [ppg] de densidad, el cual asegura una buena limpieza del hoyo durante la perforación.

Tabla 3.2. Perfil del Pozo

PERFIL DEL POZO				
Descripción	Desde	Hasta	ID	Factor de Fricción
	[ft]	[ft]	[in]	
Hueco entubado	0	5263	12,415	0,25
Hueco abierto	5263	8556	12,25	0,33

Tabla 3.3. Configuración de la Sarta de Perforación

CONFIGURACIÓN DE LA SARTA DE PERFORACIÓN										
Elemento	Desde	Hasta	OD	WT	WT	ID	Grado	Conexión	Conexión OD	Conexión ID
	[ft]	[ft]	[in]	[ppf]	[in]	[in]			[in]	[in]
Casing	0	8556	9,625	47	0,472	8,681	N-80	TenarisX P™ Buttress	10,625	8,669

Tabla 3.4. Tabla de Operación y Parámetros

OPERACIÓN Y PARÁMETROS								
Operación	Profundidad		Condiciones					
	MD		Tiempo de operación	WOB	RPM	ROP	RMW	Torque sobre la broca
	Desde	Hasta						
	[ft]	[ft]	[hr]	[kips]	[ft/hr]	[ppg]	[ft-lbs]	
Perforación	5263	8556	21	35	50	158	11	5000

Elaborado por: Yesenia Arteta (2018)

3.1.3 RESULTADOS

Fuerza Axial

La fuerza axial efectiva considera que el cuerpo se encuentra sin fluido de perforación y la fuerza axial real considera los efectos de flotación que tiene la tubería sumergida en el fluido de perforación. La figura 3.6 muestra la fuerza axial real y la fuerza axial efectiva, y se puede observar que la tubería va a soportar mayor tensión en superficie debido a su peso, con un valor de 140.000 [lbf], lo cual está dentro de los límites de resistencia tanto del tubo como de la conexión Tenaris XP Buttress.

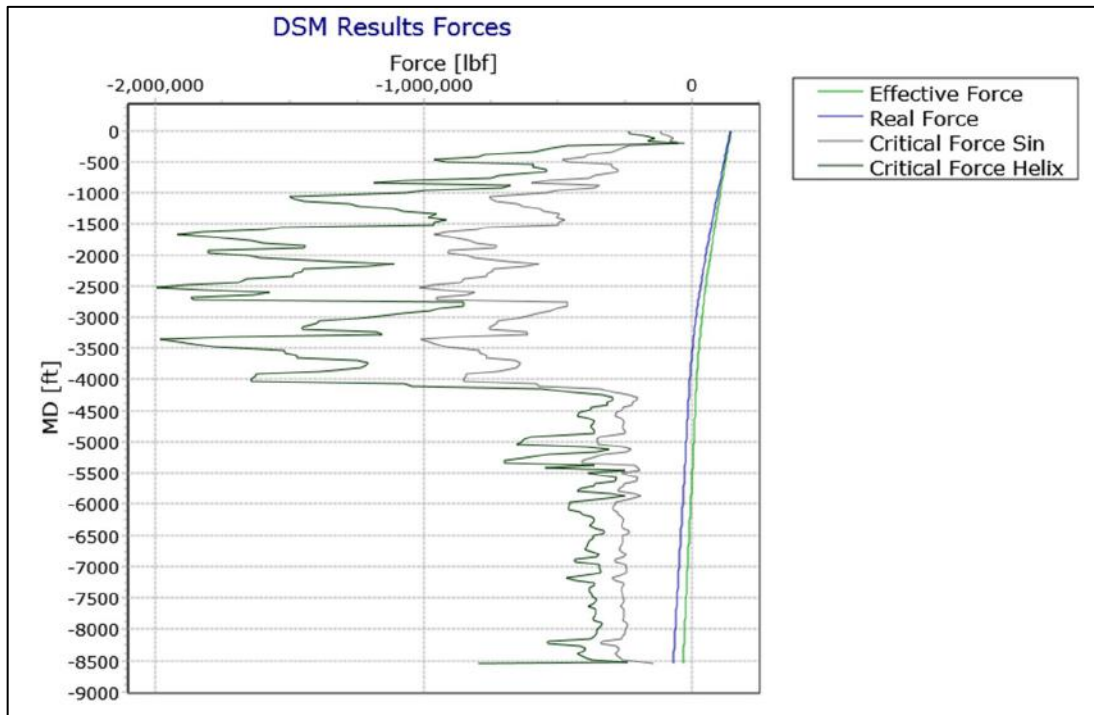
Este comportamiento llega un punto donde cambia del estado de tensión al estado de compresión, es decir, la tubería se encuentra tensionada desde superficie hasta 4500 ft para la fuerza real y desde superficie hasta 5000 ft para fuerza efectiva, profundidad a la cual la tubería pasa al estado de compresión, soportando un valor máximo de 55.000 [lbf] de compresión en fondo.

Figura 3.6. Fuerza Axial



Fuente: Análisis de Torque, arrastre y fatiga acumulada, Tenaris (2018)

Figura 3.7. Fuerza Axial vs. Fuerza Crítica de Pandeo

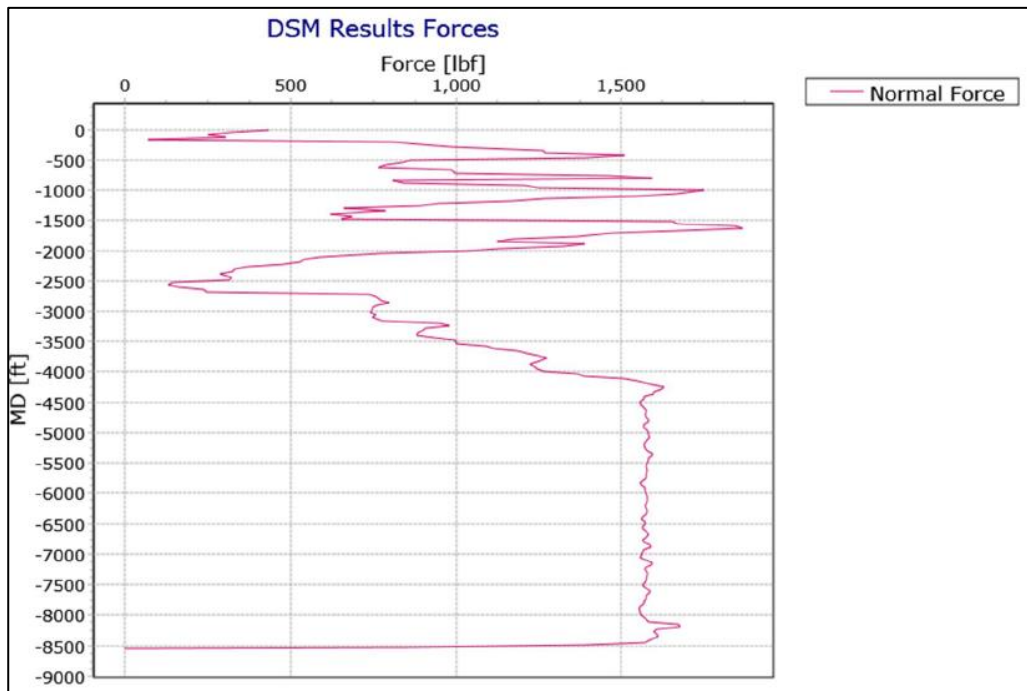


Fuente: Análisis de Torque, arrastre y fatiga acumulada, Tenaris (2018)

La Figura 3.7 compara los esfuerzos axiales y de pandeo a los que estará sometida la tubería. El análisis dio como resultado que no existirá pandeo al perforar con Tubería de Revestimiento, por lo tanto, no habrá riesgo de deformación y la tubería soportará las cargas a las que estará sometida.

Fuerza de Contacto

La fuerza de contacto más alta que se espera es de 1900 [lbf], la cual ocurre cuando el tubo de perforación se apoya dentro del revestimiento de la sección anterior debido a la inclinación propia del pozo. Ver figura 3.8.

Figura 3.8. Fuerza de Contacto

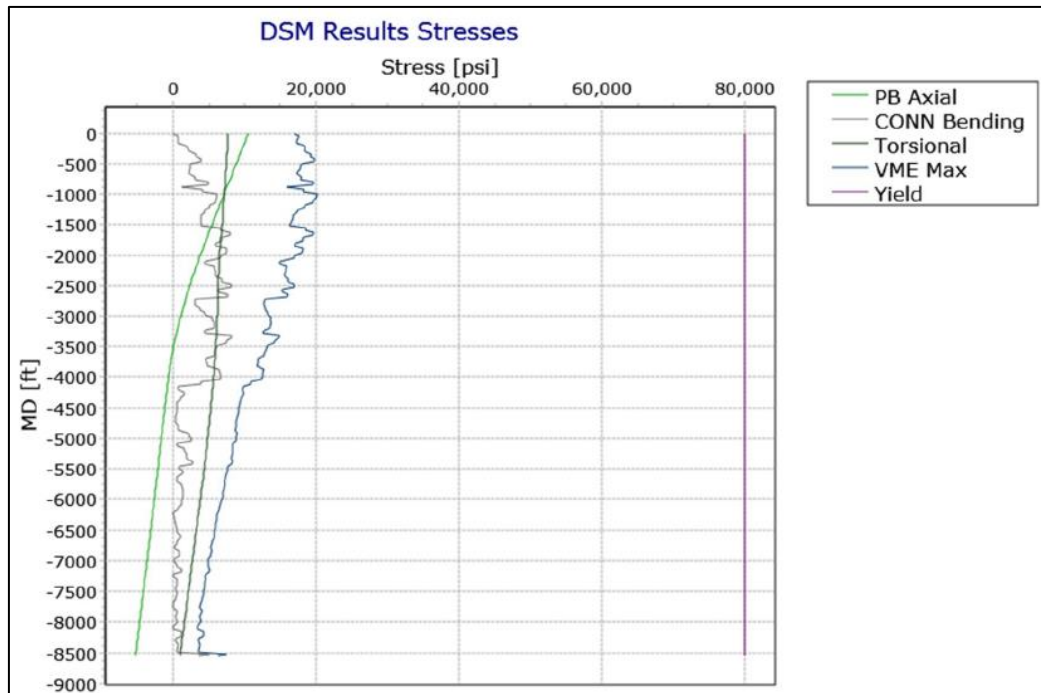
Fuente: Análisis de Torque, arrastre y fatiga acumulada, Tenaris (2018)

Esfuerzos

El yield point o límite de elasticidad es de 80.000 [psi], siendo el esfuerzo máximo que soporta el material antes de pasar a la deformación plástica o deformación permanente.

Los esfuerzos axiales, bending, torsionales y Von Mises (presión interna y externa) se encuentran muy por debajo de su límite máximo, lo que indica que la tubería de revestimiento utilizada para la perforación no sufrirá fallas al estar sometida a estos esfuerzos. Ver figura 3.9.

Figura 3.9. Esfuerzos

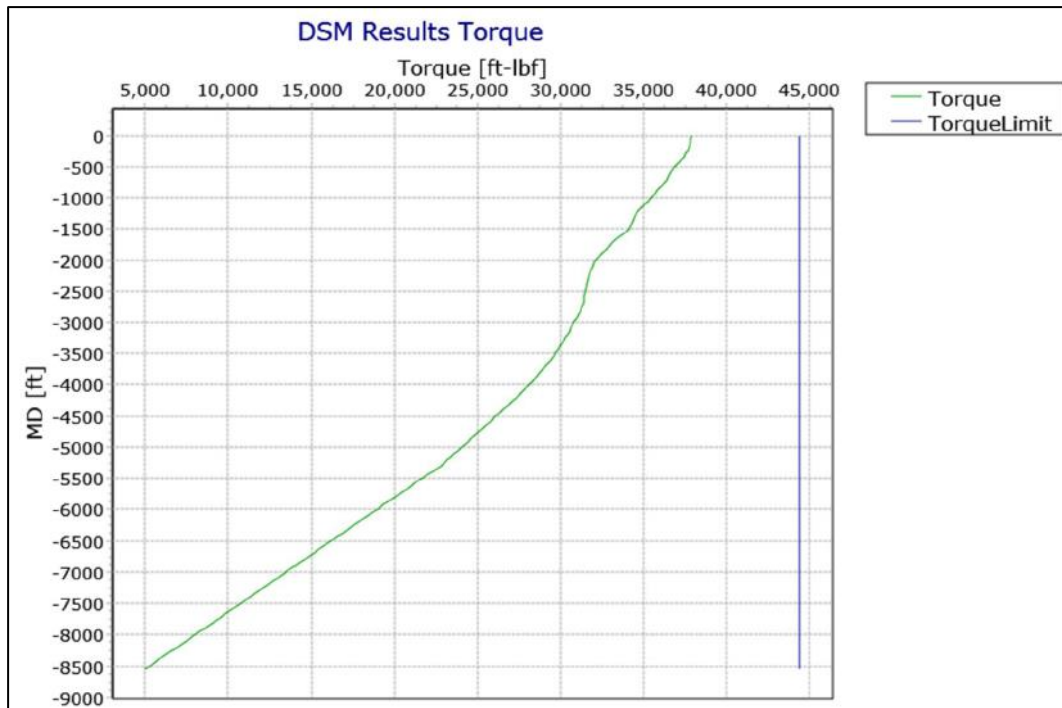


Fuente: Análisis de Torque, arrastre y fatiga acumulada, Tenaris (2018)

Torque

La figura 3.10 indica que el torque máximo al que estarán sometidas las conexiones Tenaris XP Butress será de 38.000 [ft-lbs], valor que se encuentra por debajo del torque máximo que resiste la conexión, aunque cerca del límite.

Figura 3.10. Torque



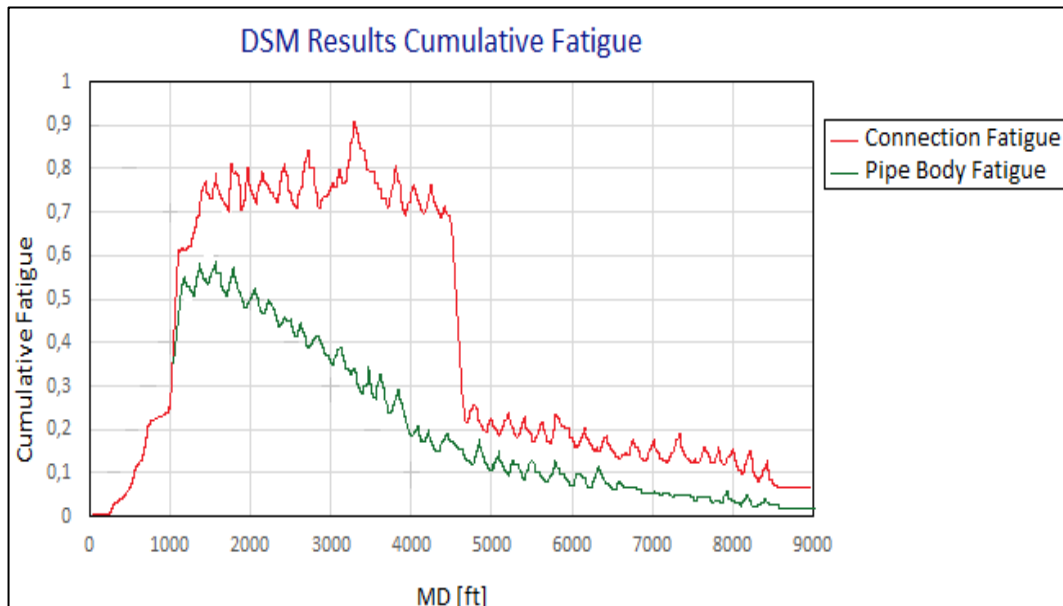
Fuente: Análisis de Torque, arrastre y fatiga acumulada, Tenaris (2018)

Fatiga Acumulada

Las únicas cargas consideradas en este análisis son la flexión en la tubería producida por la curvatura propia del pozo; y el peso de la tubería sumergida en el fluido descrito en la sección “datos de entrada”.

La fatiga acumulada se calcula mediante la aplicación de la regla de Palmgren-Miner, comparando la carga (torque y arrastre) y la resistencia descrita en las curvas S-N desarrolladas por Tenaris a través de ensayos de fatiga resonante a plena escala en aire.

No se incluyen efectos viscosos, ni potenciales efectos en el daño por fatiga asociados a las torsión elástica y alternante ni potenciales efectos de las condiciones ambientales (Tenaris, 2018).

Figura 3.11. Fatiga Acumulada

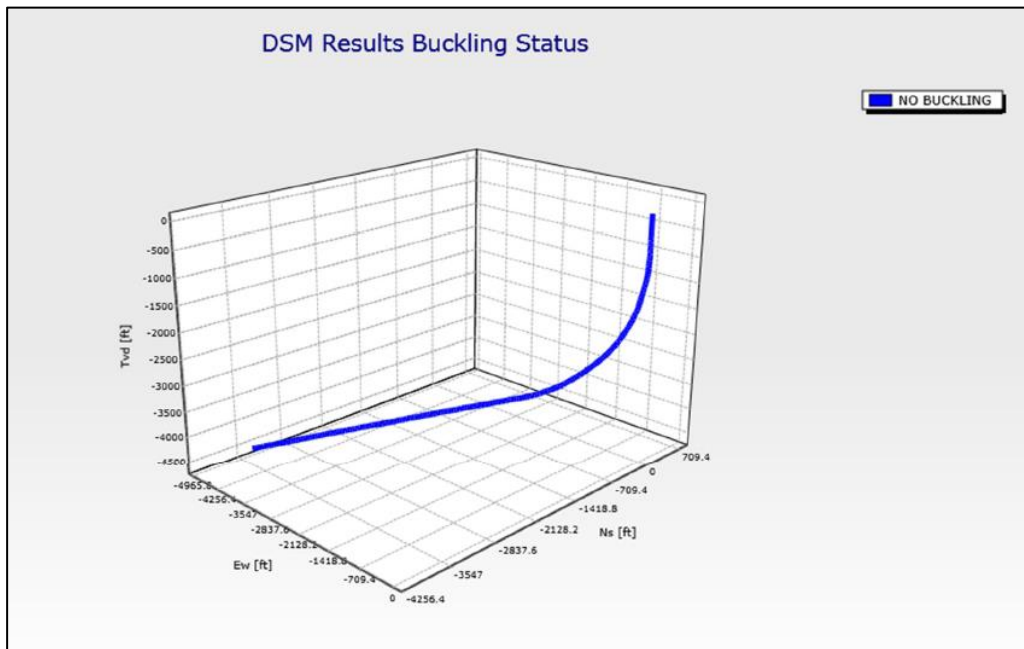
Fuente: Análisis de Torque, arrastre y fatiga acumulada, Tenaris (2018)

En la figura 3.11 se puede observar que el valor máximo de fatiga acumulada en la conexión es de 0,9% a 3400 [ft]. Y el valor máximo de fatiga acumulada en el cuerpo del tubo es de 0,58%.

Pandeo o Buckling

La figura 3.12 indica que en la aplicación de la tecnología CWD la tubería no se verá afectada por pandeo, por lo tanto, soportará las cargas a las que será sometida y no se deformará.

Figura 3.12. Estado de Pandeo



Fuente: Análisis de Torque, arrastre y fatiga acumulada, Tenaris (2018)

3.2 ANÁLISIS DE HIDRÁULICA

El análisis hidráulico utiliza el modelo de la Ley Exponencial. El objetivo del análisis hidráulico es evaluar los efectos de la viscosidad del fluido de perforación en ciertos parámetros críticos como las pérdidas de presión en el anular, perdidas de presión en la tubería de perforación y densidad equivalente de circulación (Baker Hughes, 1998).

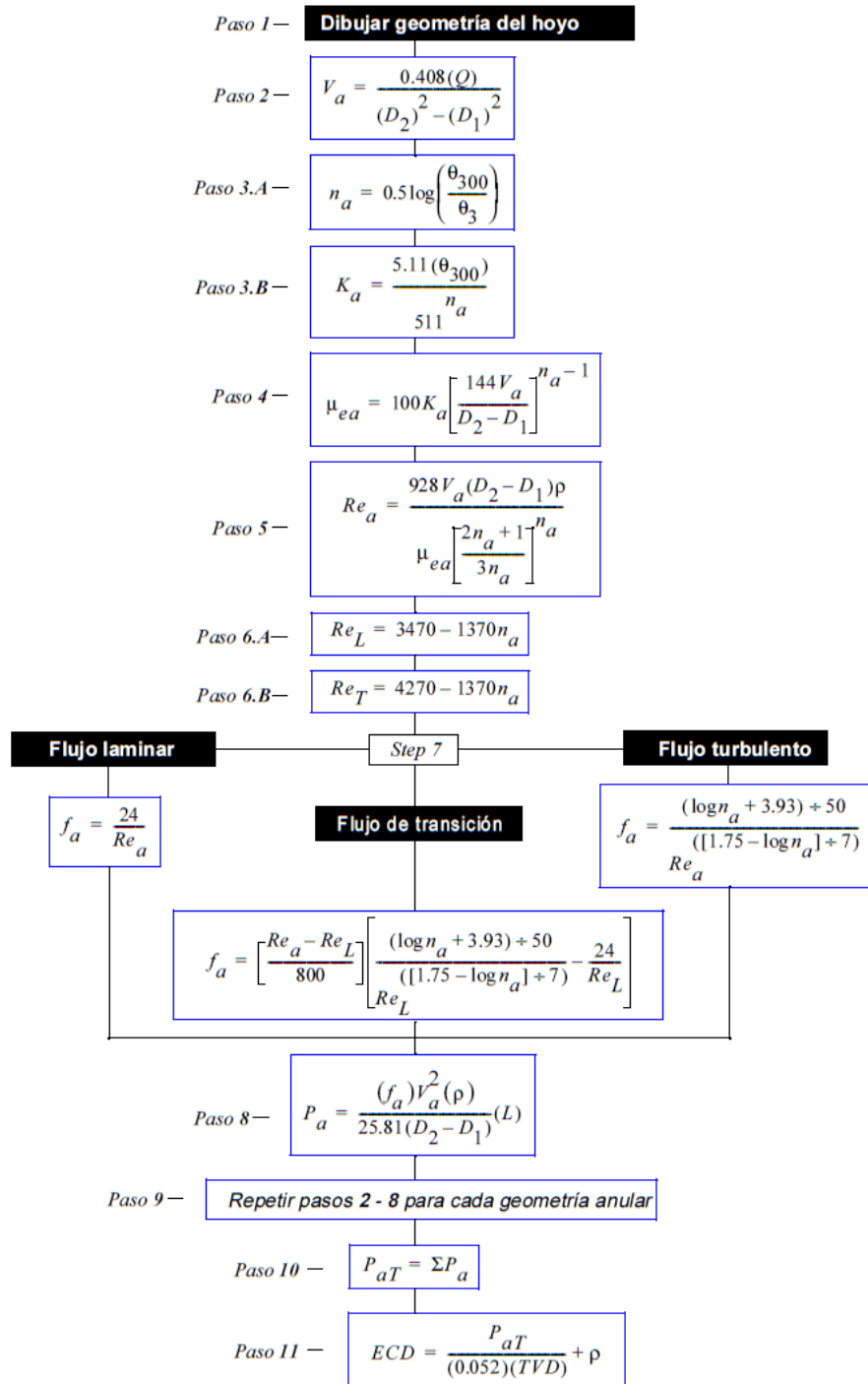
3.2.1 FLUJOGRAMAS PARA EL ANÁLISIS DE HIDRÁULICA

Caída de presión anular y ECD

La caída de presión anular es la suma de las pérdidas de presión en los intervalos anulares. Los intervalos anulares se diferencian por los diámetros hidráulicos.

La caída de presión anular se calcula para establecer la densidad equivalente de circulación (EDC). El ECD se determina para evitar la pérdida de circulación y proteger la integridad del zapato del casing. La figura 3.13. muestra el flujograma para el cálculo de la caída de presión anular y ECD.

Figura 3.13. Caída de presión en el anular y ECD

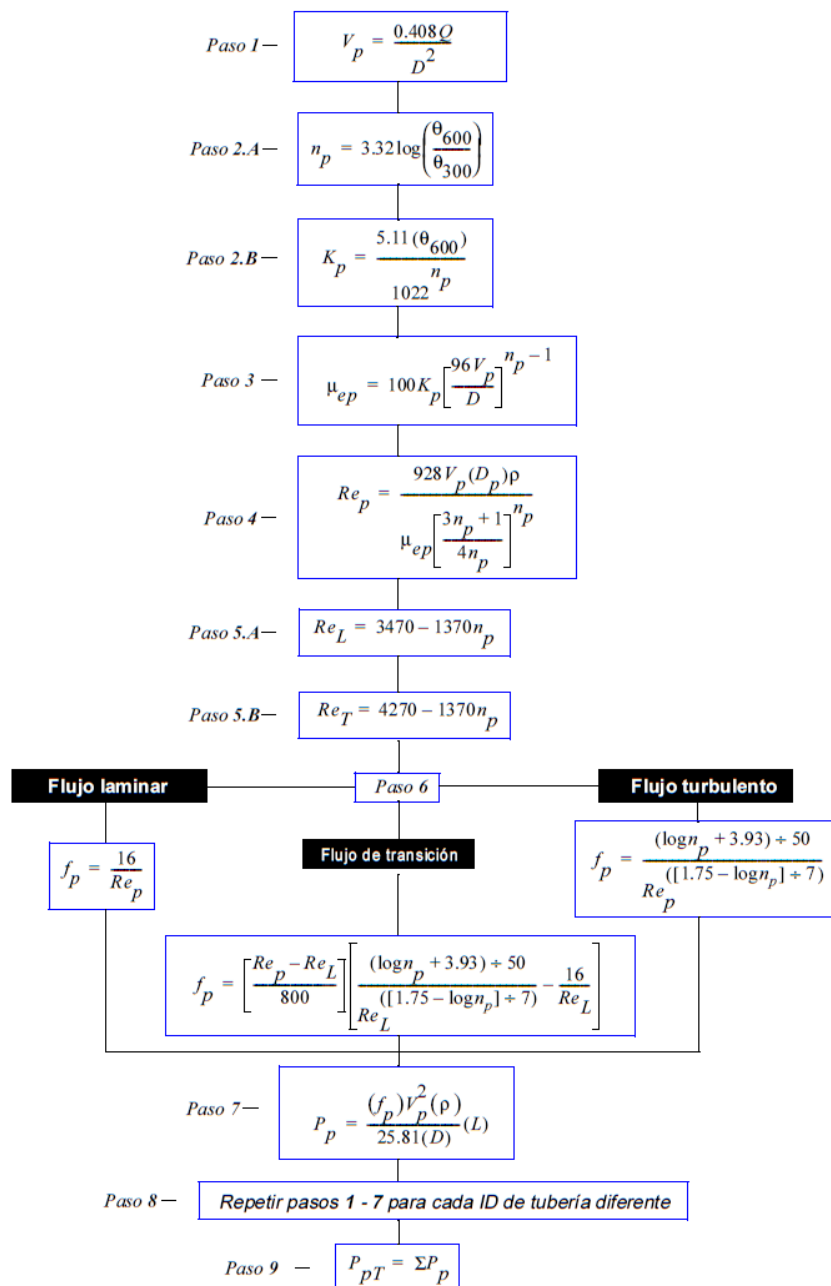


Fuente: (Baker Hughes, 1998)

Caída de presión en la sarta de perforación

La caída de presión en la sarta de perforación es igual a la suma de las pérdidas de presión en la tubería de perforación y el ensamblaje de fondo, incluyendo todos sus componentes. La figura 3.14. muestra el flujograma a seguir para el cálculo de la caída de presión en la sarta de perforación.

Figura 3.14. Caída de presión en la sarta de perforación



Fuente: (Baker Hughes, 1998)

Para los cálculos de hidráulica se consideraron los parámetros: densidad de fluido de 10,5 [ppg], tipo de broca PDC de 8 ½", lecturas del medidor de viscosidad - gel para 3, 300,600 RPM y una tasa de flujo de 600 [gal/min]. En CWD el intervalo se perfora con tasas de flujo menores que las utilizadas en la perforación convencional.

Las velocidades anulares típicas en CWD generalmente son superiores a 150 [ft/min], esto genera una eficiencia de limpieza del pozo de casi el 100%; al aplicar esta tecnología se espera una velocidad anular de 256 [ft/min].

El análisis de la hidráulica indica que se tiene una fuerza hidráulica (HSI) de 2,63 [HP/pulg²], menor a la fuerza que se tiene en la perforación convencional. Y un TFA de 0,9 [pulg²].

Se obtuvo un valor alto de ECD a comparación de los valores que se tienen en la perforación convencional. En CWD los valores de ECD son más altos debido a que el espacio anular es más reducido. El valor de ECD calculado es de 11.96 [ppg]. Ver tabla 3.5.

Tabla 3.5. Cálculos de Hidráulica

POZO PILOTO		TPTC-034CWD											
DATOS	Q	ρ	J	Bit OD	θ_3	θ_{300}	θ_{600}	TVD					
	[gal/min]	[ppg]	[1/32"]	[pulg]				[ft]					
	600	10,5	6 x 14	8,5	5	40	56	4592,37					
HIDRÁULICA DE LA BROCA													
Pérdida de presión en la broca				Pb	427,75		[psi]						
Caballaje de Fuerza Hidráulica				HHPb	149,74		[HP]						
Caballaje Hidráulico por Pulgada Cuadrada				HSI	2,63		[HP/pulg ²]						
Velocidad de las Boquillas				Vn	212,86		[ft/seg]						
Fuerza Impacto				IF	694,82		[lb]						
Fuerza de Impacto por Pulgada Cuadrada				IF/pulg ²	12,21		[lb/pulg ²]						
Total Flow Area				TFA	0,90		[pulg ²]						
CAÍDA DE PRESIÓN EN EL ANULAR Y DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (ECD)													
	Intervalo [ft]	ID hoyo [pulg]	OD tubería [pulg]	Va [ft/seg]	Va [ft/min]	na	ka [poise]	uea [cp]	Rea	ReL	ReT	fa	Pa [psi]
Casing 13 3/8" 1	1132	12,615	9,625	3,68	221,15	0,45	12,23	71,48	1286,92	2851,38	3651,38	0,02	38,93
Casing 13 3/8" 2	4131	12,415	9,625	3,98	239,15	0,45	12,23	65,93	1408,01	2851,38	3651,38	0,02	162,72
Casing 9 5/8"	3293	12,250	9,625	4,26	256,10	0,45	12,23	61,41	1523,00	2851,38	3651,38	0,02	146,16
Pérdida total de presión en el anular											ΔPa	347,81	
ECD											11,96	[ppg]	
CAÍDA DE PRESIÓN EN LA SARTA DE PERFORACIÓN													
Componentes	Longitud [ft]	OD [pulg]	ID [pulg]	Vp [ft/seg]	np	kp [poise]	uep [cp]	Rep	ReL	ReT	fp	Pp [psi]	
Tubería de Revestimiento													
Casing 9 5/8"	8556	9,625	8,681	3,25	0,49	9,92	156,96	1561,71	2805,35	3605,35	0,010245	43,35	
BHA													
8 1/2" PDC Bit	1,00	8,50	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Xceed 900 RSS	13,84	6,75	3,00	27,20	0,49	9,92	30,41	23323,15	2805,35	3605,35	0,003726	5,17	
MWD	32,00	6,75	2,88	29,51	-	-	-	-	-	-	-	300,00	
Filter Sub	3,00	6,75	3,00	27,20	0,49	9,92	30,41	23323,15	2805,35	3605,35	0,003726	1,12	
Roller Reamer	6,50	6,65	2,25	48,36	0,49	9,92	19,50	48495,56	2805,35	3605,35	0,003003	8,25	
Underreamer	5,00	8,00	2,00	61,20	0,49	9,92	16,26	65442,95	2805,35	3605,35	0,002749	10,47	
Mud Motor	30,00	6,70	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Crossover	2,00	6,65	3,00	27,20	0,49	9,92	30,41	23323,15	2805,35	3605,35	0,003726	0,75	
Internal Tandem Stabilizer	8,00	6,50	3,00	27,20	0,49	9,92	30,41	23323,15	2805,35	3605,35	0,003726	2,99	
9 5/8" DLA	8,37	8,38	3,75	17,41	0,49	9,92	42,93	13218,84	2805,35	3605,35	0,004406	1,21	
Pérdida total de presión en la sarta de perforación											ΔPp	373,32	

Elaborado por: Yesenia Arteta (2018)

Las pérdidas de presión en el espacio anular y en la tubería de perforación son de 347,81 [psi] y 373,32 [psi], respectivamente. Las pérdidas de presión a través de las herramientas de MWD y LWD se pueden obtener de los fabricantes ya que varían según las propiedades del lodo, el caudal, el diseño de la herramienta y la velocidad de transmisión de datos.

CAPÍTULO 4

DISCUSIÓN

Los resultados del análisis de torque, arrastre y fatiga del pozo TIPUTINI-034CWD muestran que **es factible** perforar los pozos del campo Tiputini con la tecnología Casing While Drilling. El análisis se realizó tomando como pozo modelo al pozo perforado convencionalmente, TIPUTINI C-034, mismo que evidenció mayor problema al perforar debido al alto ángulo de inclinación.

La simulación mostró que el nivel de fuerzas estáticas está dentro de la capacidad del tubo y conexión analizados. No deberían presentarse fallas ni en el cuerpo del tubo ni en la conexión si respetamos los niveles q que se incluyeron en el análisis. Los niveles de esfuerzos se encuentran dentro de la Resistencia del material seleccionado.

El nivel de Torque calculado se encontraría dentro de la capacidad operativa de la conexión seleccionada, aunque relativamente cerca del límite.

Bajo las condiciones analizadas, no se espera la aparición de pandeo. Se debe controlar el peso sobre la broca para evitar el pandeo por fuerza mecánica.

El daño por fatiga acumulada derivada exclusivamente de la combinación de flexión por curvaturas del pozo y rotación, se encuentra dentro de límites considerados aceptables.

La práctica de perforación con casing se ha desarrollado con éxito alrededor del mundo, pero es importante resaltar que durante estas operaciones el nivel de vibraciones y fenómenos dinámicos en general puede alcanzar niveles que pueden dañar la tubería de manera irreversible (ej. Fatiga).

Típicamente, la magnitud de los esfuerzos dinámicos aumenta a medida que se aumenta la velocidad de rotación, pudiendo ser el factor dominante en el daño acumulado por fatiga, y los torques observados en superficie.

Dado que este análisis no incluye la evaluación de estos efectos en los resultados tanto de esfuerzos como de fatiga acumulada, pierde validez una vez que los efectos dinámicos alcanzan magnitudes significativas.

Además, el análisis pierde su validez si se alteran los parámetros utilizados para su elaboración, cualquier alteración en los parámetros puede ocasionar que la conexión y la tubería falle.

En cuanto al análisis de la hidráulica del pozo, se debe considerar una tasa de flujo baja para garantizar una adecuada limpieza del hoyo.

4.1 ANÁLISIS DE CURVAS TIEMPO VS. PROFUNDIDAD

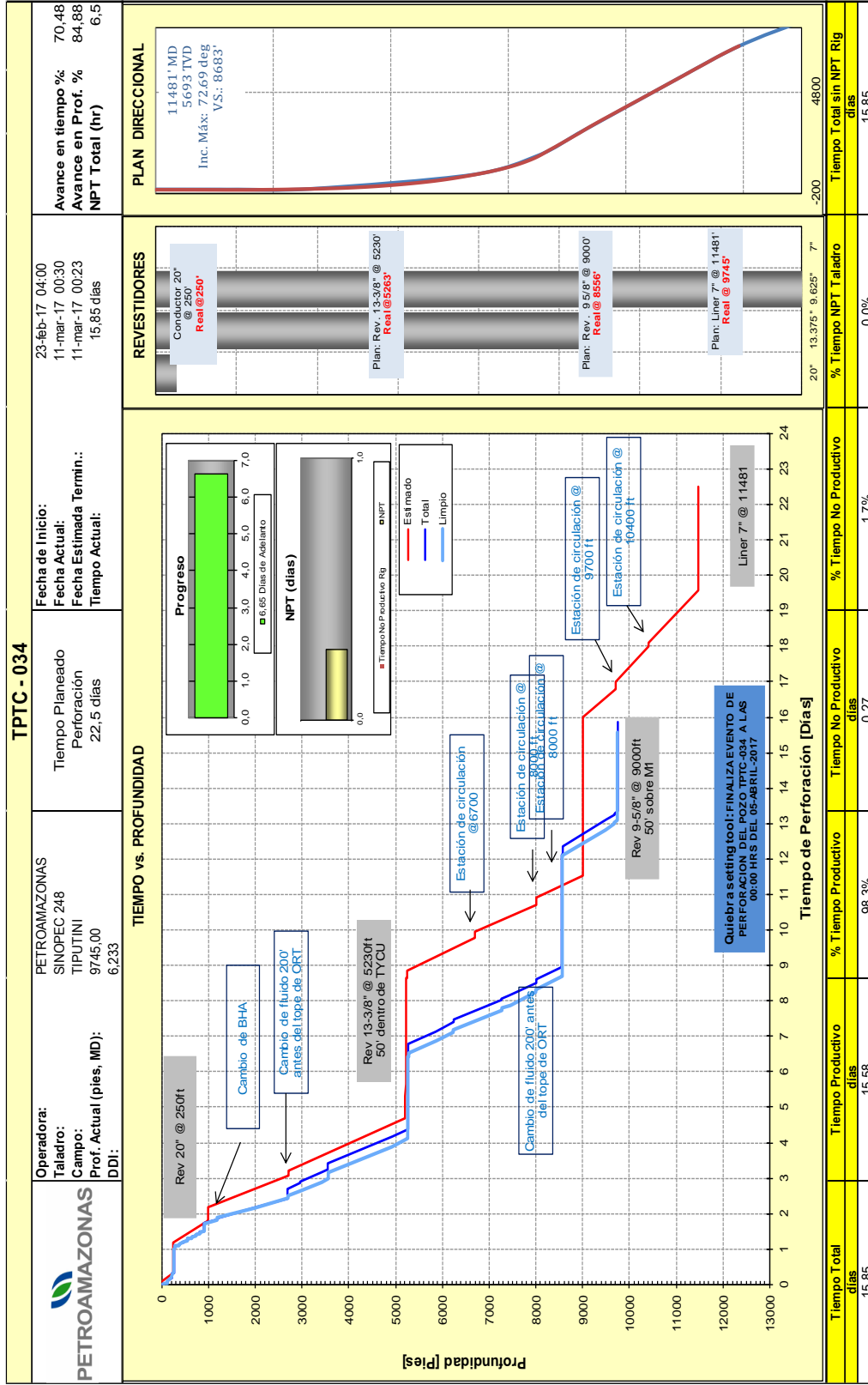
Con el fin de reducir los tiempos de perforación, tiempos planos durante las corridas de revestidor y viajes de calibración, y problemas operacionales presentados durante la perforación de la sección de 12 ¼" de los pozos del campo Tiputini, la empresa Petroamazonas EP desea aplicar la tecnología CWD.

Para este estudio se escogió el pozo TPTC-034. En la figura 4.1 se puede observar la curva final de Profundidad vs. Tiempo del pozo perforado convencionalmente. El tiempo de perforación de la sección de 12 ¼" fue de 5,5 [días] con un tiempo plano de 3,5 [días], atribuidos a problemas de pérdida de circulación, repasos de cada parada perforada, incremento en los valores de ECD, viajes a superficie con back reaming y bajada de casing.

La curva de tiempo vs. Profundidad desarrollada para el pozo piloto TPTC-034CWD, muestra una reducción en el tiempo total de perforación de 15,5 [días] que duró la perforación convencional a 13,59 [días] con CWD; ver figura 4.2.

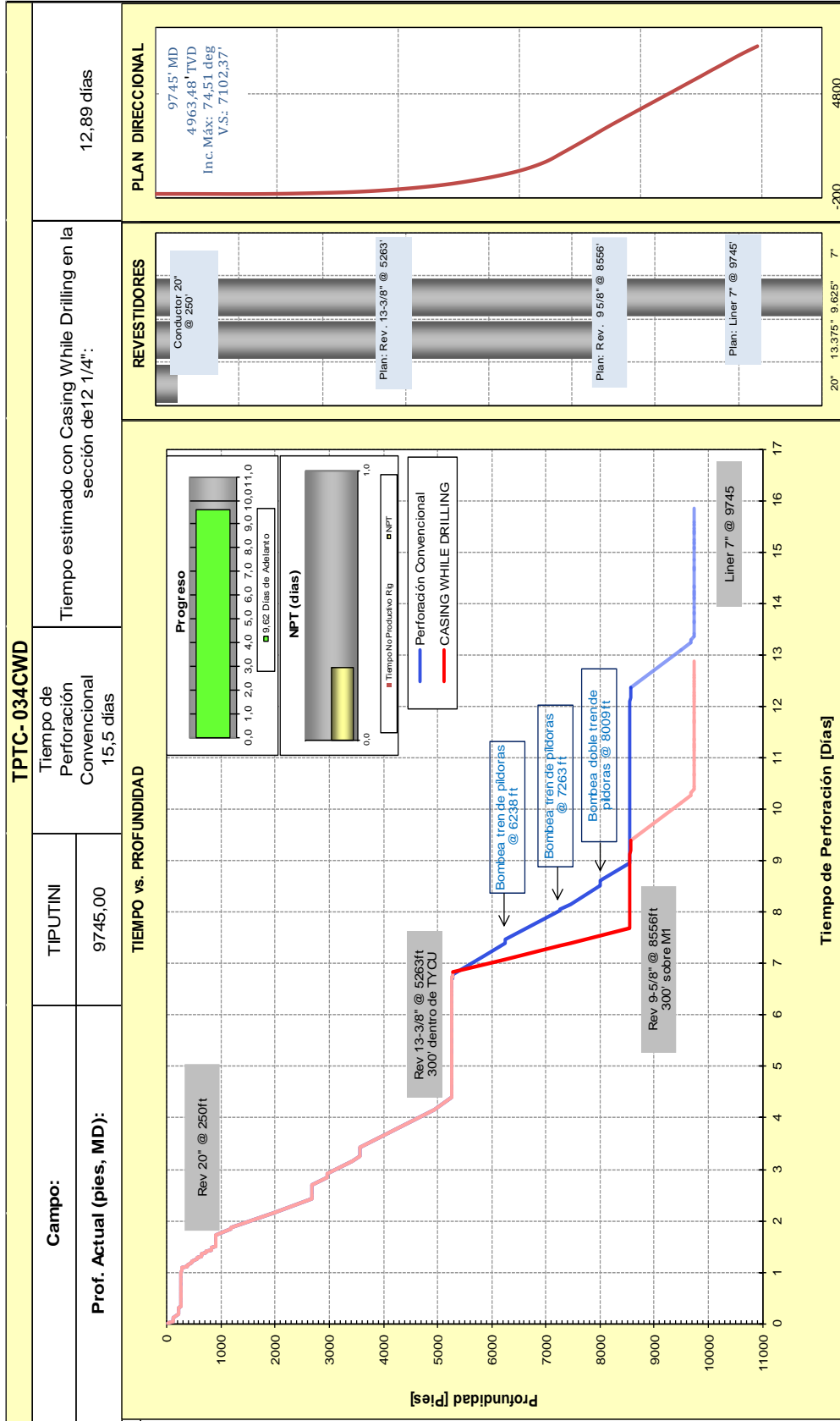
El tiempo de perforación de la sección de 12 ¼” con la tecnología CWD es de 2,32 [días]. La figura 4.3 y 4.4 muestra la distribución del tiempo en las operaciones de perforación convencional y de perforación con la tecnología CWD. En la figura 4.4 se puede observar que hubo una reducción considerable en el tiempo de viajes y operaciones de corrida de casing.

Figura 4.1. Curva Profundidad vs. Tiempo, Perforación Convencional TPTC-034



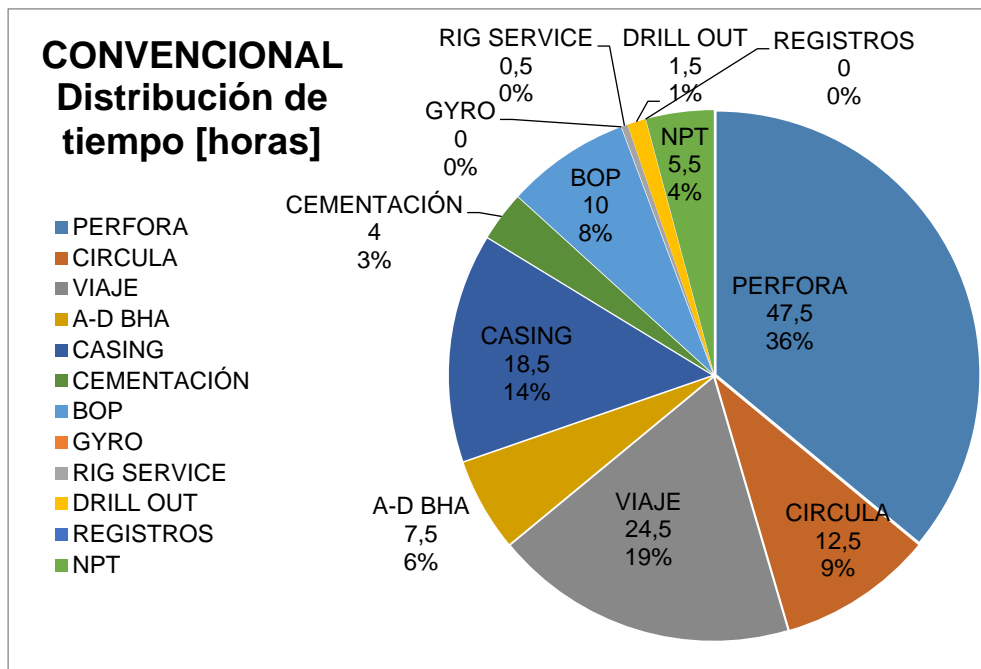
Fuente: (Petroamazonas EP, 2017)

Figura 4.2. Curva Profundidad vs. Tiempo, Casing While Drilling TPTC-034CWD



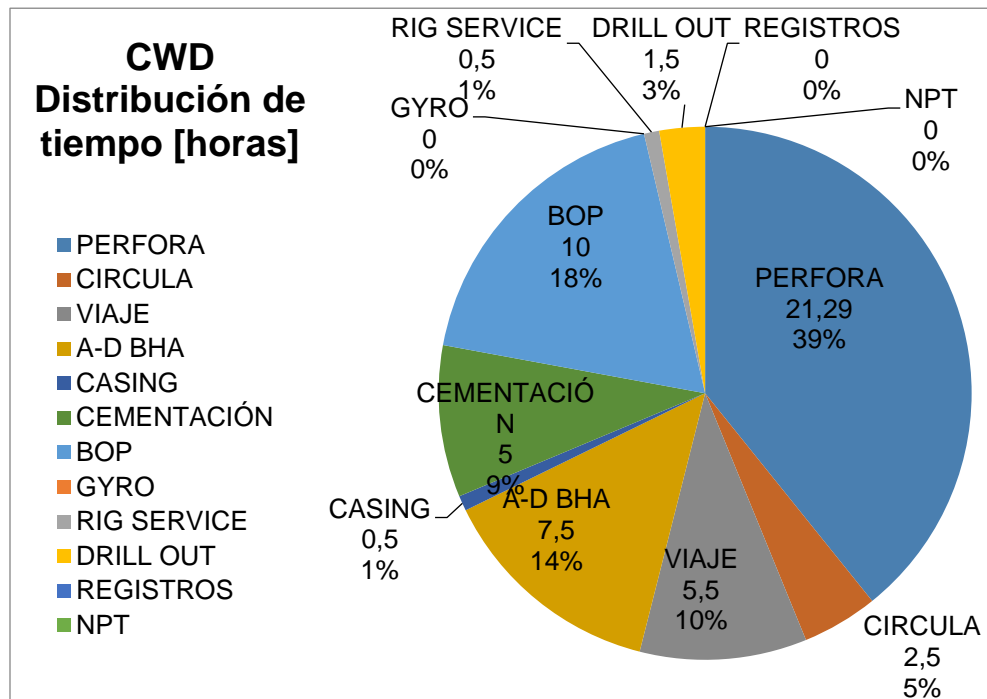
Elaborador por: Yesenia Arteta (2018)

Figura 4.3. Distribución de tiempo, Perforación Convencional



Elaborado por: Yesenia Arteta (2018)

Figura 4.4. Distribución de tiempo, Perforación CWD



Elaborado por: Yesenia Arteta (2018)

4.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE PERFORACIÓN CON LA TECNOLOGÍA CWD

El análisis de costos de operación consiste en una comparación de los costos que originalmente se tuvieron en la perforación convencional del pozo TPTC-034 y los costos estimados que se tendrían en la perforación del pozo TPTC-034CWD usando la tecnología CWD.

La tabla 4.1 muestra los costos por servicio y por día, el costo final de perforación de la sección de 12 ¼" del pozo TPTC-034 fue de \$ 1'514.014.

Después de analizar las condiciones técnicas y las ventajas operacionales que brinda la tecnología CWD, en la tabla 4.2 se puede observar que los costos de operación también se reducen debido a que el tiempo de perforación es menor. El costo final de perforación sería de \$ 1'231.191, significando un ahorro de \$ 282.823, siendo el 18,7% menos del costo que se tuvo en la perforación convencional. Ver figura 4.5.

Tabla 4.1. Costos diarios de Perforación Convencional, sección 12 ¼"

COSTOS DIARIOS DE PERFORACIÓN CONVENCIONAL						
SERVICIOS	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Precio final incluido IVA
SERVICIOS INTEGRADOS TORRE DE PERFORACIÓN	\$ 52.979	\$ 52.979	\$ 52.979	\$ 52.979	\$ 52.979	\$ 301.978
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO (LUMP SUM POR POZO)	\$ 3.360	\$ 3.360	\$ 3.360	\$ 3.360	\$ 3.360	\$ 19.152
SERVICIO DE CONTROL DE SÓLIDOS PERFORACION	\$ 3.889	\$ 3.889	\$ 3.889	\$ 3.889	\$ 3.889	\$ 22.167
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	\$ 3.056	\$ 3.056	\$ 3.056	\$ 3.056	\$ 3.056	\$ 17.417
SERVICIO DE TRANSMISION EN TIEMPO REAL MUD LOGGING	\$ 1.176	\$ 1.176	\$ 1.176	\$ 1.176	\$ 1.176	\$ 6.706
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION					\$ 10.500	\$ 11.970
SERVICIO DE DIRECCIONAL	\$ 9.583	\$ 9.583	\$ 9.583	\$ 124.171	\$ 12.849	\$ 188.977
SERVICIO DE LWD	\$ 2.753	\$ 2.753	\$ 2.753	\$ 11.951	\$ -	\$ 23.039
SERVICIO LODOS PERFORACION	\$ 66.019	\$ 45.029	\$ 54.690	\$ 7.185	\$ 3.846	\$ 201.517
SERVICIO CEMENTACION PERFORACION (INC EQU FLOTACION)					\$ 75.147	\$ 85.667
SERVICIO DE REINYECCION DE SÓLIDOS	\$ 10.838	\$ 10.838	\$ 10.838	\$ 10.838	\$ 10.838	\$ 61.774
SERVICIO LUMP SUM BROCCAS PERFORACION	\$ 918	\$ 918	\$ 918	\$ 918	\$ 918	\$ 5.233
SERVICIO DE REDUCTORES DE TORQUE	\$ 1.009	\$ 2.335	\$ 3.037	\$ 3.037	\$ 3.037	\$ 14.199
MEDIO AMBIENTE (EVACUACION DE DESECHOS POR POZO)	\$ 720	\$ 720	\$ 720	\$ 720	\$ 720	\$ 4.104
SERVICIO DE BASE PERMANENTE OBREROS Y GUARDIAS	\$ 189	\$ 189	\$ 189	\$ 189	\$ 189	\$ 1.077
NOMINA	\$ 1.894	\$ 1.894	\$ 1.894	\$ 1.894	\$ 1.894	\$ 10.798
BENEFICIOS SOCIALES	\$ 478	\$ 478	\$ 478	\$ 478	\$ 478	\$ 2.723
COMBUSTIBLES PERFORACION	\$ 7.066	\$ 12.652	\$ 17.522	\$ 13.355	\$ 10.846	\$ 70.043
TUBERIA DE REVESTIMIENTO					\$ 149.312	\$ 170.215
ZAPATO ROTATORIO					\$ 16.077	\$ 18.328
ANILLOS DE TORQUE					\$ 57.460	\$ 65.504
TUBERIA DE REVESTIMIENTO					\$ 181.962	\$ 207.437
TRANSPORTE FLUVIAL ADICIONAL (GABARRAS Y BOTE)				\$ 3.500		\$ 3.990
TOTAL	\$ 165.926	\$ 151.849	\$ 167.082	\$ 242.694	\$ 600.532	\$ 1.514.014

Elaborado por: Yesenia Arteta (2018)

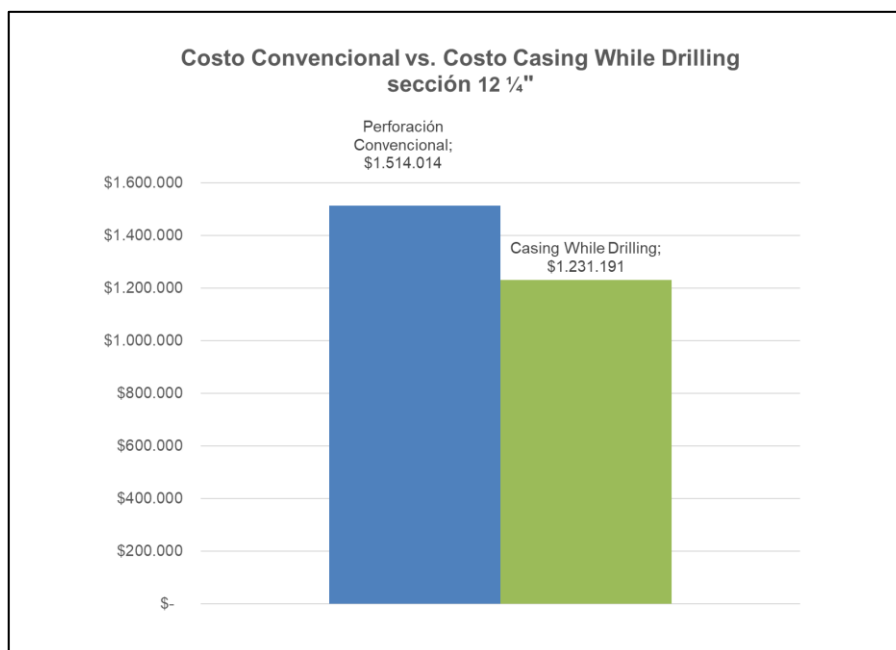
Fuente: (Petroamazonas EP, 2017)

Tabla 4.2. Costos diarios de Perforación CWD, sección 12 ¼"

COSTOS DIARIOS DE PERFORACIÓN CASING WHILE DRILLING				
SERVICIOS	Día 1	Día 2	Día 3	Precio final incluido IVA
SERVICIOS INTEGRADOS TORRE DE PERFORACIÓN	\$ 52.979	\$ 52.979	\$ 16.953	\$ 120.791
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO	\$ 3.360	\$ 3.360	\$ 3.360	\$ 7.661
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	\$ 3.889	\$ 3.889	\$ 3.889	\$ 13.300
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	\$ 3.056	\$ 3.056	\$ 3.056	\$ 6.967
SERVICIO DE TRANSMISION EN TIEMPO REAL MUD LOGGING	\$ 1.176	\$ 1.176	\$ 1.176	\$ 2.682
SERVICIO DE INSPECCION DE TUBERIA DRL (REEMBOLSABLE)				\$ -
SERVICIO DE DIRECCIONAL	\$ 12.849	\$ 124.171	\$ 9.583	\$ 167.127
DRILL LOCK ASSEMBLY	\$ 30.000			\$ 34.200
SERVICIO DE MWD	\$ 2.753	\$ 11.951		\$ 16.762
SERVICIO LODOS PERFORACION	\$ 66.019	\$ 54.690	\$ 7.185	\$ 62.347
SERVICIO CEMENTACION PERFORACION (INC EQU FLOTACION)			\$ 75.147	\$ -
SERVICIO DE REINYECCION DE SOLIDOS	\$ 10.838	\$ 10.838	\$ 10.838	\$ 24.710
SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION	\$ 918	\$ 918	\$ 918	\$ 2.093
MEDIO AMBIENTE (EVACUACION DE DESECHOS POR POZO)	\$ 720	\$ 720	\$ 720	\$ 1.642
SERVICIO DE BASE PERMANENTE OBREROS Y GUARDIAS	\$ 189	\$ 189	\$ 189	\$ 431
NOMINA	\$ 1.894	\$ 1.894	\$ 1.894	\$ 4.319
BENEFICIOS SOCIALES	\$ 478	\$ 478	\$ 478	\$ 1.089
MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION				\$ -
COMBUSTIBLES PERFORACION	\$ 17.522	\$ 13.355	\$ 10.846	\$ 35.200
ZAPATO ROTATORIO	\$ 16.077			\$ 18.328
ANILLOS DE TORQUE				\$ -
TUBERIA DE REVESTIMIENTO CONEXIÓN TENARIS XP BUTTRESS	\$ 624.160			\$ 711.543
TOTAL	\$ 848.876	\$ 283.663	\$ 146.231	\$ 1.231.191

Elaborado por: Yesenia Arteta (2018)

Fuente: (Petroamazonas EP, 2017)

Figura 4.5. Diferencia de costos, sección 12 ¼"

Elaborado por: Yesenia Arteta (2018)

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El simulador de torque, arrastre y fatiga acumulada de Tenaris, dio como resultado que el torque máximo alcanzado durante la perforación de la sección de 12 ¼" del pozo TPTC-034CWD, se encontraría dentro de la capacidad operativa de la conexión seleccionada, Tenaris XP Buttress, aunque relativamente cerca del límite.
- El análisis de esfuerzos dio como resultado que los esfuerzos axiales, bending, torsionales y Von Mises se encuentran muy por debajo del límite de elasticidad, por lo tanto, no se tendrá deformación permanente de la turbaría de revestimiento.
- El análisis de la fatiga acumulada mostró que el daño por fatiga proveniente de la combinación de la flexión por la curvatura propia del pozo y la rotación, se encuentra dentro de los límites considerados aceptables. El máximo valor de fatiga acumulada se presenta a 3400 [ft], punto donde se alcanza el máximo valor de dog leg severity de 3,5 [deg/100ft].
- El valor del ECD en la perforación con casing será mayor que en la perforación convencional debido a que el espacio anular es más reducido.
- La reología requerida para limpiar el anular en la perforación con CWD es diferente que en la perforación convencional. El espacio anular es mucho más reducido, lo que resulta en menor área para la eliminación de cortes; sin embargo, la velocidad anular es mucho más alta.

- Debido a la alta velocidad anular presente en las operaciones de CWD, el efecto de frisado producido en las paredes del pozo reduce el riesgo de pérdidas de circulación hacia la formación, protege la integridad del casing y reduce la cantidad de cortes de perforación en superficie.
- La aplicación de la tecnología Casing While Drilling en el pozo seleccionado redujo considerablemente el tiempo de viajes que se tuvieron en la perforación convencional de 24,5 [horas] a 5,5 [horas], disminuyendo los tiempos planos del pozo.
- Con la aplicación de la tecnología CWD para perforar la sección de 12 ¼" del pozo TPTC-034CWD, se tiene un ahorro del 18,7% del costo de la operación convencional, es decir de \$ 282.823,

5.2 RECOMENDACIONES

- La velocidad de rotación debe ser controlada, y permanecer dentro de los límites que se consideran aceptables de 50 a 100 RPM, ya que puede ser el factor dominante en el daño acumulado por fatiga y los torques observados en superficie, provocando que el tubo falle muy por debajo de los límites operacionales.
- Ya que el espacio que se tiene para un extra torque es muy bajo, es importante tener un control minucioso y constante de las lecturas de los niveles de torque en superficie, debido a que durante las operaciones se pueden presentar eventuales picos por atascamiento, estos picos no deben superar el torque operativo.
- Se recomienda cuidar y mantener los parámetros de operación, debido a que en CWD el punto neutro está dentro de toda la sarta, y no posee los componentes que tiene la perforación convencional, en los cuales el punto

neutro descansa como, drill collars y heavy weight drill, evitando que haya wash outs. En la actualidad no existen drill collars casing, pero se realizan estudios para su creación con el objetivo de que el punto neutro quede protegido.

- El fluido de perforación debe tener las propiedades reológicas adecuadas para minimizar el ECD dinámico mientras se perfora, pero sea capaz de suspender los cortes mientras no se está circulando. Al tener una afectación en la calidad del fluido, los resultados en la perforación se verán afectados.
- La tasa de flujo durante la perforación debe ser monitoreada para lograr el equilibrio óptimo entre el ECD y la limpieza del pozo.
- Si se observa que el ECD incrementa en comparación al calculado, se recomienda realizar una estación de circulación o en su momento perforar con ROP controlado.
- Se recomienda utilizar el sistema Rotary Steerable System, con el fin de obtener un mejor control direccional y una mejor limpieza del hoyo perforado.

BIBLIOGRAFÍA

- Baker Hughes, D. F. (1998). *Fluidos Manual de Ingeniería*.
- Beaumont, E., De Crevoisier, L., Baquero, F., Sanguino, J., Herrera, D., & Cordera, E. (2010). First retrievable Directional Casing while Drilling (DCwD) application in peruvian fields generates time reduction and improves drilling performance preventing potential non-planned downtime BT - Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Confere, 2 (December 2009), 1540–1554.
- Bjorneli, H. M. (2009a). *Casing While Drilling Module 1 : Introduction. Drilling & Measurements Schlumberger*.
- Bjorneli, H. M. (2009b). *Casing While Drilling Module 4 : BHA Desing. Drilling & Measurements Schlumberger*.
- Bjorneli, H. M. (2009c). *Engineering a Casing While Drilling Operation Module 2 : Drilling Engineering. Drilling & Measurements Schlumberger*.
- Fontenot, K. R., Strickler, R. D. B., & Warren, T. M. (2005). Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento. *Oilfield Review*, 46–65.
- Loaiza, M. (2017). Casing Drilling Casos Reales. *Maestría En Gestión Para La Exploración y Producción de Petróleo*, (May).
- Ortiz, Á. (2016). *Casing Drilling™. BDT, Schlumberger*.
- Petroamazonas EP (2016). *Plan de Desarrollo ITT-B43*.
- Petroamazonas EP (2016-2017). Reportes Finales de Perforación Campo Tiputini.
- Petroamazonas EP (2017). Reporte Final Perforación pozo Tiputini C-034, Campo Tiputini.
- Rodriguez, G., & Santiago, J. (2011). Simulación y análisis mecánico de perforación con casing (CWD), (August).
- Schlumberger (2013a). *Casing Profile Nipple*.
- Schlumberger (2013b). *Reaming and Directional Guide Shoes*, 2013.
- SMITH BITS, S. C. (2010). PDC SHARC 8 1/2".
- Strickler, R. D., & Solano, P. (2007). Cementing considerations for casing while drilling: Case history. *SPE/IADC Drilling Conference, Proceedings*.

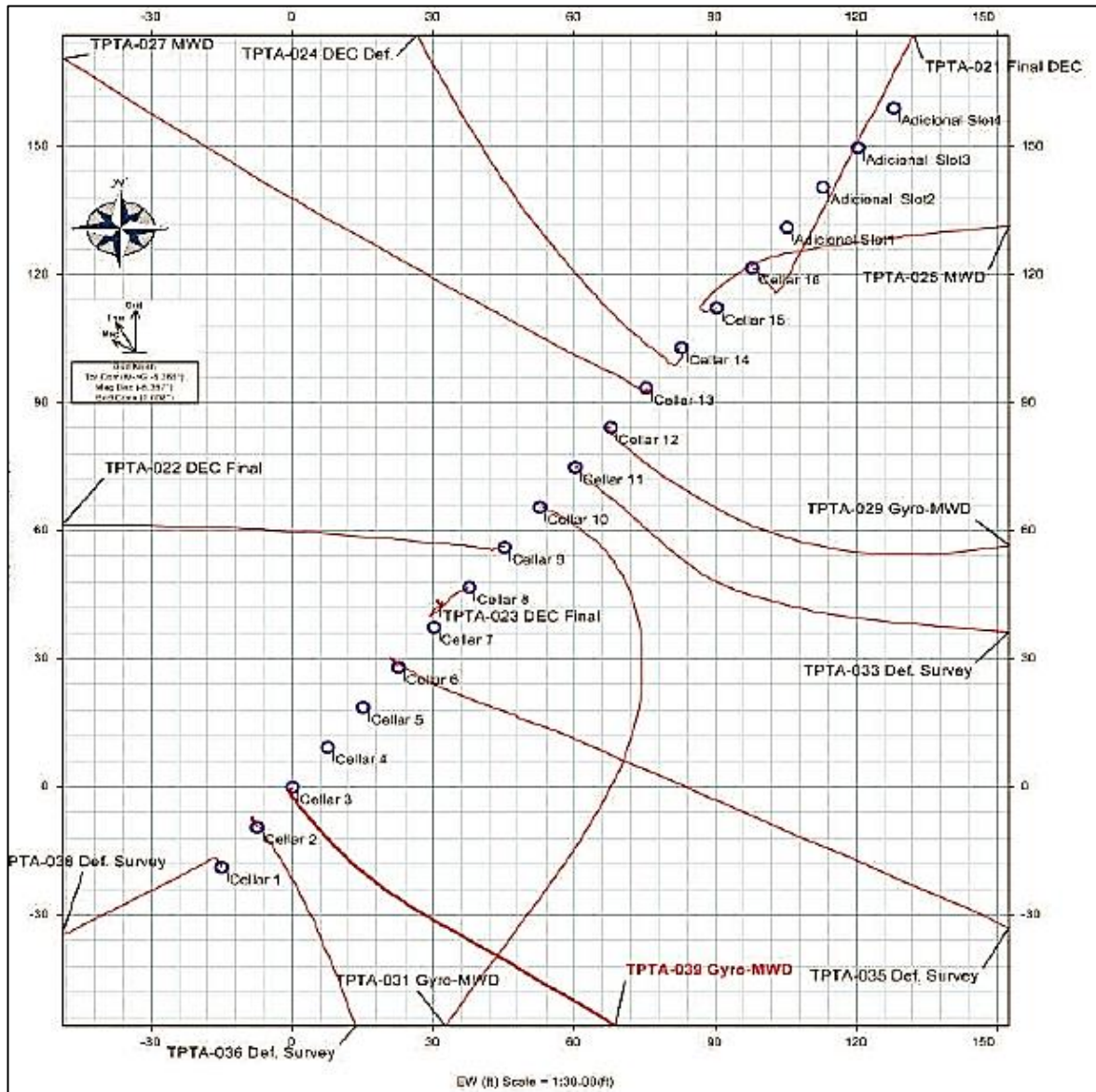
- TDDirect Schlumberger (2013). *Tecnología de perforación con tubería de revestimiento y liner*.
- TenarisHydril (2016). Premium Connections Catalogue.
- Tesco Corporation (2017). Casing Drive System.
- Warren, T., Angman, P., & Houtchens, B. (2000). *Casing Drilling Application Design Considerations*. IADC/SPE Drilling Conference.
- Warren, T., & Lesso, B. (2005). Casing Drilling Directional Wells. *Offshore Technology Conference*, (May), 2–5.
- Warren, T., Tessari, R., & Houtchens, B. (2004). *Casing Drilling with Retrievable Drilling Assemblies*. *Offshore Technology Conference*.

ABREVIATURAS

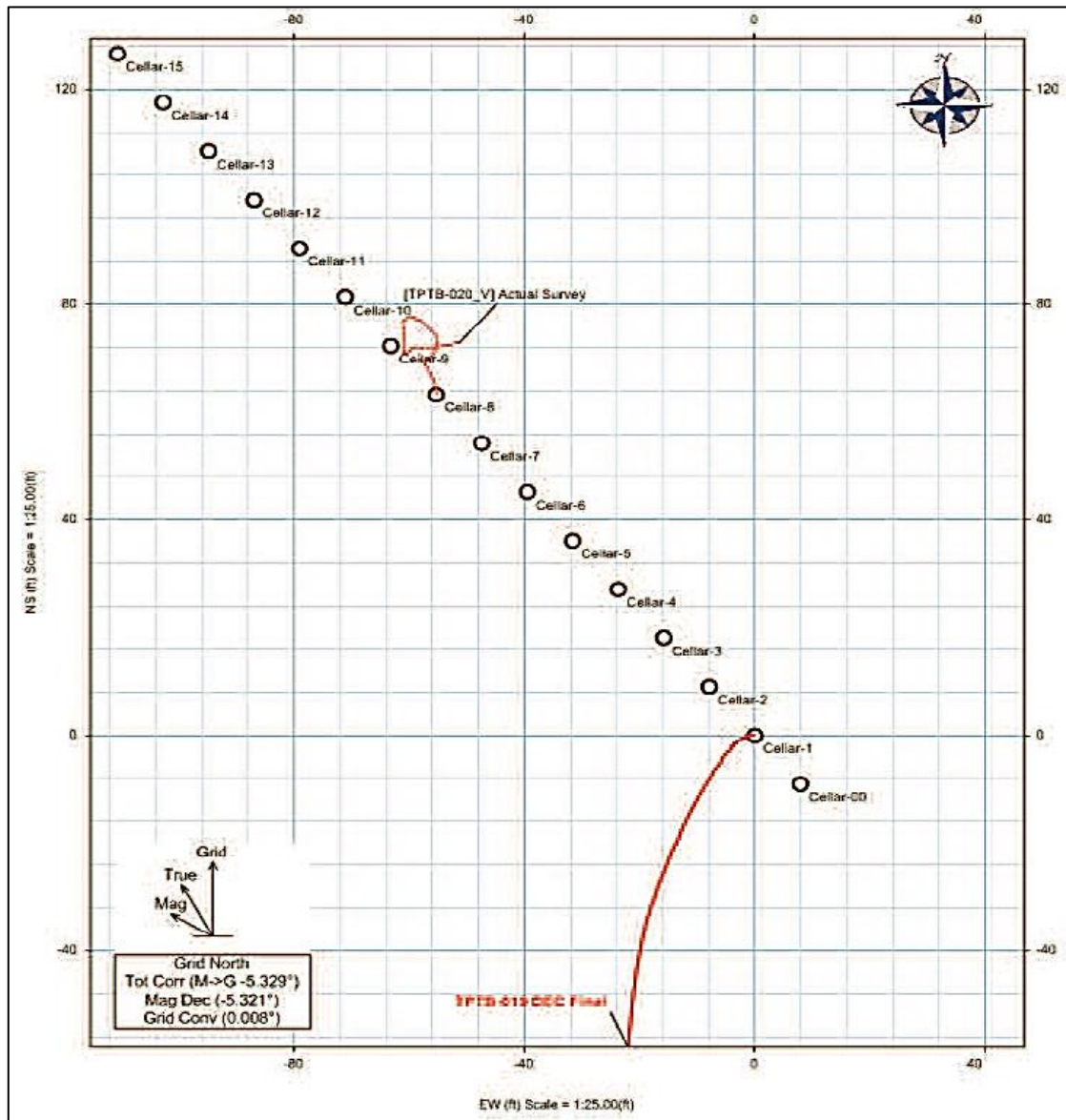
- BHA:** Bottom Hole Assembly.
- CDS:** Casing Drive System.
- DLA:** Drill Lock Assembly.
- DLS:** Dog Leg Severity.
- ECD:** Equivalent Circulation Density.
- EM:** Electronic Magnetic.
- IN:** Inner Diameter.
- ITT:** Ishpingo, Tiputini, Tambococha.
- LWD:** Logging While Drilling.
- MD:** Measure Depth.
- MWD:** Measurements While Drilling.
- NPT:** No Productive Time.
- PDC:** Polycrystalline Diamond Compact.
- PDDP:** Pumpdown Displacement Plug.
- PLN:** Plug Landing Nipple.
- RPM:** Revoluciones Por Minuto.
- RSS:** Rotary Steerable System.
- TD:** Total Depth.
- TPTA:** Tiputini Plataforma A
- TPTC:** Tiputini Plataforma C
- TVD:** True Vertical Depth.
- UCS:** Unconfined Compressive Strength.
- WOB:** Weight On Bit.

ANEXOS

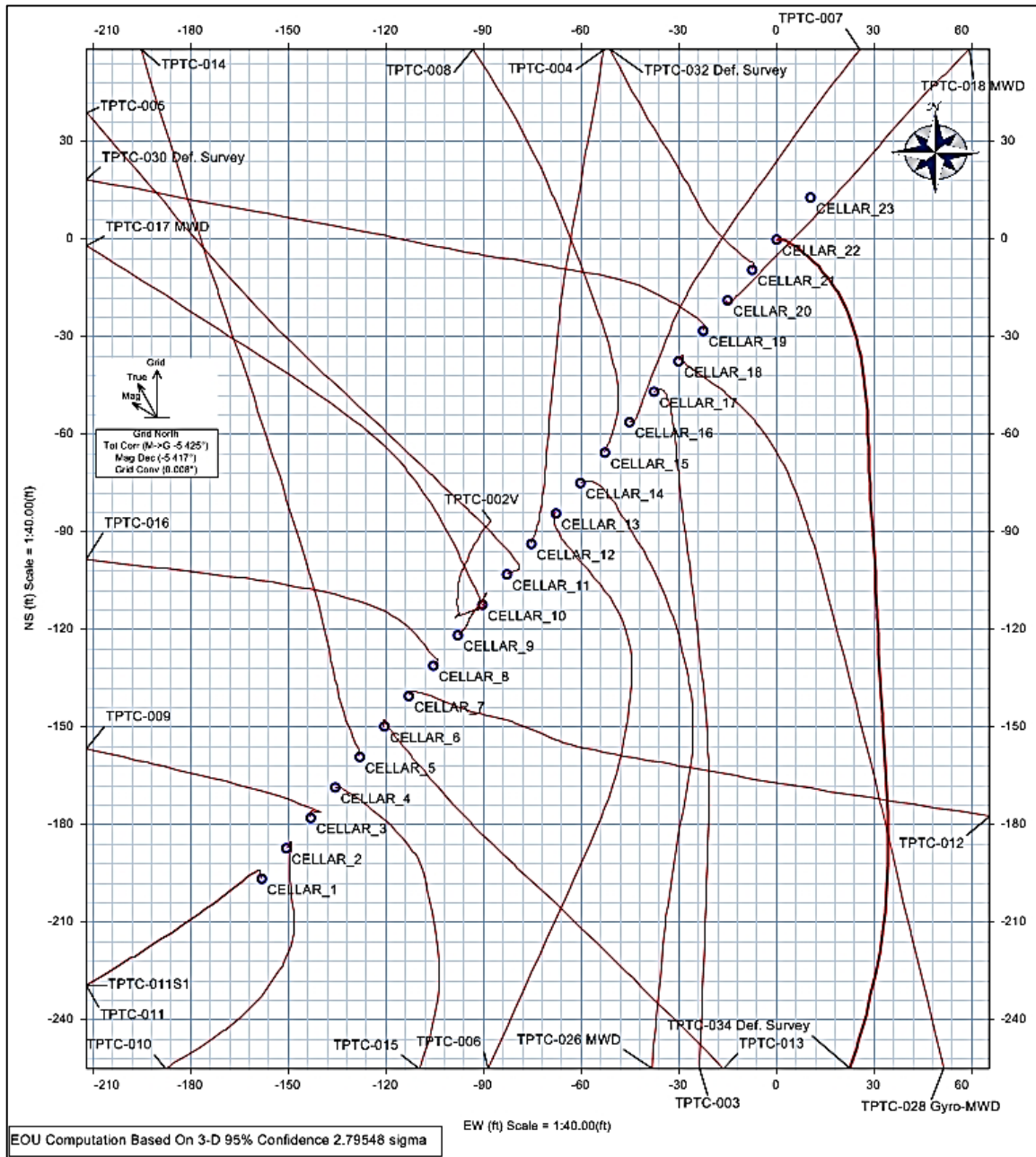
Anexo 1. Pozos perforados en el PAD A del campo Tiputini



Anexo 2. Pozos perforados en el PAD B del campo Tiputini.



Anexo 3. Pozos perforados en el PAD C del campo Tiputini.



Anexo 4. Survey del pozo TPTC-034.

TPTC-034 Def. Survey Survey Geodetic Report													
(D of Survey)													
Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	V SEC (ft)	NS (ft)	EW (ft)	DLS (°/100ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (N/S °'")	Longitude (EW °'")
File- Marker MidLine	0.00	0.00	0.00	0.00	-538.88	0.00	0.00	0.00	N/A	9907624.10	437253.70	0 50 8.53	W 75 33 50.09
	36.86	0.11	111.80	36.86	-539.00	-0.01	0.03	0.01	0.01	9907624.10	437253.71	0 50 8.53	W 75 33 50.09
	100.00	0.31	111.80	100.00	-538.88	-0.18	-0.10	0.25	0.31	9907624.07	437253.78	0 50 8.53	W 75 33 50.09
	110.00	0.31	97.35	110.00	-528.88	-0.20	-0.11	0.30	0.78	9907624.07	437253.79	0 50 8.53	W 75 33 50.09
	200.00	0.24	40.54	200.00	-538.88	-0.55	0.00	0.87	0.30	9907624.10	437253.80	0 50 8.53	W 75 33 50.08
	241.00	0.41	91.57	241.00	-537.88	-0.06	0.07	0.06	0.18	9907624.12	437253.81	0 50 8.53	W 75 33 50.08
	259.00	0.57	97.15	259.00	-537.88	-0.08	0.04	1.02	0.94	9907624.11	437254.01	0 50 8.53	W 75 33 50.08
	322.00	1.16	103.56	321.99	-516.67	-1.58	-0.15	1.96	0.94	9907624.06	437254.30	0 50 8.53	W 75 33 50.07
	415.00	2.34	121.11	414.96	-523.91	-3.08	-1.35	4.38	1.38	9907623.99	437253.19	0 50 8.55	W 75 33 50.04
	500.00	3.76	127.89	499.82	-539.04	-4.81	-3.95	8.13	1.72	9907623.89	437256.19	0 50 8.67	W 75 33 50.01
Conductor 20"	590.00	4.44	137.03	589.59	-49.27	-6.48	-3.32	12.89	1.05	9907621.57	437257.83	0 50 8.81	W 75 33 49.96
	678.00	4.96	146.13	677.30	-38.44	-7.19	-13.90	17.29	0.96	9907619.86	437258.99	0 50 8.67	W 75 33 49.92
	767.00	5.75	154.60	765.92	-127.08	-21.77	-21.06	21.33	1.33	9907619.68	437260.19	0 50 8.74	W 75 33 49.86
	857.00	7.13	166.45	855.36	-216.50	-44.44	-30.57	24.54	2.12	9907614.79	437261.18	0 50 8.84	W 75 33 49.85
	900.00	7.30	167.79	898.02	-259.16	-2.64	-35.83	25.75	0.56	9907615.18	437261.54	0 50 8.89	W 75 33 49.83
	1000.00	8.84	176.10	997.05	-358.19	3.11	-49.53	27.00	1.78	9907609.01	437262.11	0 50 9.02	W 75 33 49.82
	1141.29	12.32	177.43	1135.96	-497.09	15.88	-75.24	28.72	2.57	9907601.18	437262.46	0 50 9.28	W 75 33 49.81
	1234.57	14.34	176.09	1228.72	-587.88	26.30	-90.71	29.95	2.19	9907594.63	437262.83	0 50 9.49	W 75 33 49.79
	1329.01	16.02	178.37	1317.88	-679.00	36.50	-121.40	31.12	1.89	9907587.11	437263.18	0 50 9.74	W 75 33 49.78
	1421.90	17.35	1498.94	1414.44	-774.81	44.29	-148.02	32.82	1.72	9907579.00	437263.54	0 50 10.00	W 75 33 49.77
Gyro	1514.50	18.67	177.90	1494.90	-856.04	65.28	-176.00	34.29	1.67	9907570.29	437264.15	0 50 10.28	W 75 33 49.75
	1608.19	19.29	186.90	1583.51	-944.05	82.38	-206.98	33.25	2.85	9907561.03	437263.83	0 50 10.59	W 75 33 49.70
	1702.56	20.46	194.62	1672.28	-1033.42	104.10	-238.44	27.43	3.44	9907551.45	437263.26	0 50 10.90	W 75 33 49.62
	1796.22	21.71	1759.68	1761.02	-1122.82	130.82	-270.37	24.72	3.92	9907541.72	437262.52	0 50 11.21	W 75 33 49.55
	1889.59	22.96	206.95	1846.04	-1207.18	159.71	-302.68	2.22	2.66	9907531.87	437254.38	0 50 11.54	W 75 33 50.07
	1983.81	24.76	213.03	1932.21	-1293.35	186.45	-335.64	-18.88	3.22	9907521.83	437248.56	0 50 11.88	W 75 33 50.26
	2078.85	26.55	217.57	2018.08	-1377.22	230.85	-368.40	-40.18	2.68	9907511.83	437241.46	0 50 12.19	W 75 33 50.46
	2170.81	27.91	220.18	2103.45	-1460.99	271.29	-401.84	-81.19	1.92	9907501.86	437232.56	0 50 12.52	W 75 33 50.81
	2263.71	30.04	222.28	2180.90	-1542.04	314.51	-435.74	-96.85	2.54	9907491.33	437224.59	0 50 12.88	W 75 33 51.04
	2356.71	32.38	223.61	2260.44	-1621.58	361.09	-470.99	-129.66	2.60	9907480.59	437214.19	0 50 13.21	W 75 33 51.37
TOPE ORTEGUAJAZA	2449.70	35.07	224.50	2337.79	-1698.98	411.24	-508.07	-165.57	2.98	9907469.30	437203.52	0 50 13.57	W 75 33 51.72
	2544.14	38.38	224.68	2415.47	-1774.81	498.25	-546.20	-219.49	3.87	9907459.07	437193.07	0 50 13.92	W 75 33 52.11
	2637.23	40.93	225.26	2495.12	-1846.29	524.22	-574.27	-249.36	2.74	9907444.28	437183.33	0 50 14.33	W 75 33 52.63
	2729.67	43.89	226.24	2575.37	-1914.51	596.20	-633.64	-292.03	3.28	9907431.03	437174.72	0 50 14.82	W 75 33 52.97
	2822.76	45.13	228.45	2658.75	-1980.89	646.15	-678.66	-336.27	1.87	9907417.32	437163.32	0 50 15.27	W 75 33 53.45
	2856.11	45.81	226.85	2643.18	-2004.32	672.47	-694.94	-356.54	1.60	9907412.36	437145.07	0 50 15.43	W 75 33 53.60
	2915.17	46.46	227.43	2684.18	-2045.32	714.28	-723.85	-387.70	1.60	9907403.55	437135.57	0 50 15.71	W 75 33 53.81
	3007.66	48.13	228.36	2746.91	-2108.05	781.22	-789.41	-438.13	1.95	9907389.06	437120.21	0 50 16.17	W 75 33 54.41
	3101.90	50.17	229.83	2808.25	-2159.89	851.83	-816.17	-491.89	2.39	9907378.42	437103.81	0 50 16.65	W 75 33 55.05
	3194.35	52.34	230.96	2869.41	-2227.56	923.15	-868.37	-547.23	2.50	9907361.34	437088.96	0 50 17.09	W 75 33 55.68
TOPE TYUYACU	3288.49	53.92	231.82	2922.89	-2284.03	997.97	-909.51	-608.01	1.95	9907346.98	437089.05	0 50 17.56	W 75 33 56.06
	3381.47	56.50	232.23	2975.94	-2337.08	1074.06	-965.41	-667.02	3.50	9907332.99	437050.47	0 50 18.01	W 75 33 56.86
	3475.13	58.23	235.61	3028.76	-2396.50	1153.27	-1020.86	-724.75	2.69	9907319.15	437030.65	0 50 18.46	W 75 33 57.45
	3564.53	59.92	238.28	3040.65	-2401.79	1178.61	-1015.02	-753.03	2.72	9907314.83	437024.26	0 50 18.90	W 75 33 57.51
	3658.08	61.56	238.56	3071.70	-2432.84	1234.02	-1045.67	-799.20	2.61	9907306.49	437010.19	0 50 19.31	W 75 33 57.97
	3660.85	63.87	237.69	3114.29	-2475.48	1316.22	-1090.29	-868.25	2.62	9907291.90	436988.16	0 50 19.35	W 75 33 58.85
	3754.11	65.42	238.45	3154.71	-2517.85	1401.14	-1135.45	-940.34	2.01	9907278.22	436971.22	0 50 19.81	W 75 33 59.45
	3847.54	67.03	239.64	3192.14	-2563.28	1488.07	-1178.85	-1013.20	2.08	9907264.91	436954.99	0 50 20.23	W 75 34 0.08
	3940.20	69.28	241.06	3226.61	-2617.75	1571.96	-1221.39	-1087.94	2.81	9907251.95	436932.21	0 50 20.57	W 75 34 0.81
	4034.59	71.87	242.34	3256.19	-2679.30	1660.72	-1263.55	-1166.27	2.84	9907238.11	436918.36	0 50 21.05	W 75 34 1.59
Ultimo survey 10in Revestidor 13 3/8in	4128.35	72.20	242.47	3288.65	-2746.98	1747.99	-1304.07	-1243.78	1.97	9907228.78	436904.77	0 50 21.47	W 75 34 1.85
	4220.13	73.47	242.37	3312.75	-2813.89	1837.45	-1345.07	-1323.43	0.31	9907214.08	436890.46	0 50 21.88	W 75 34 3.14
	4313.98	73.01	241.91	3338.81	-2700.95	1927.04	-1387.06	-1402.87	0.88	9907201.29	436882.25	0 50 22.30	W 75 34 3.92
	4408.23	72.79	241.66	3367.32	-2728.06	2016.91	-1430.32	-1482.22	0.42	9907188.29	436870.26	0 50 22.72	W 75 34 4.70
	4503.94	72.68	241.79	3394.63	-2756.77	2104.41	-1471.94	-1563.43	0.35	9907175.61	436878.65	0 50 23.14	W 75 34 5.46
	4593.32	73.11	241.78	3421.93	-2783.07	2193.39	-1514.11	-1638.03	0.27	9907162.76	436874.00	0 50 23.55	W 75 34 6.24
	4687.04	73.15	241.82	3449.13	-2810.27	2282.80	-1556.03	-1717.00	0.17	9907149.81	436870.54	0 50 23.98	W 75 34 7.02
	4781.13	73.25	241.50	3476.32	-2837.46	2372.73	-1599.53	-1796.20	0.16	9907136.74	436864.71	0 50 24.40	W 75 34 7.80
	4875.02	73.22	241.17	3503.40	-2864.54	2462.69	-1642.65	-1874.86	0.29	9907123.60	436858.28	0 50 24.81	W 75 34 8.57
	4966.92	73.30	240.85	3531.59	-2893.73	2492.95	-1687.45	-1901.80	0.99	9907111.09	436854.24	0 50 24.98	W 75 34 8.84
TOPE TEÑA	4967.70	73.46	240.25	3529.97	-2891.11	2561.12	-1698.08	-1952.52	0.99	9907101.38	436850.78	0 50 25.26	W 75 34 9.34
	5063.47	73.41	238.11	3557.28	-2918.42	2642.87	-1732.43	-2031.75	1.14	9907096.24	436846.94	0 50 25.72	W 75 34 10.12
	5156.89	73.26	238.51	3583.73	-2944.67	2724.15	-1777.66	-2107.66	0.27	9907082.46	436841.51	0 50 26.14	W 75 34 10.87
	5211.73	73.49	238.61	3599.77	-2960.91	2784.85	-1804.93	-2153.89	0.67	9907074.15	436837.42	0 50 26.44	W 75 34 11.32
	5263.00	73.89	239.43	3614.17	-2975.31	2834.00	-1829.90	-2196.30	0.85	9907066.54	436836.50	0 50 26.69	W 75 34 11.74
	5342.71	73.42	238.14	3638.87	-2987.01	2910.70	-1869.07	-2262.24	0.85	9907054.61	436834.41	0 50 27.08	W 75 34 12.36
	5438.71	73.58	238.50	3662.44	-3002.86	3000.10	-1918.37	-2341.94	0.54	9907044.50	43683		

Anexo 5. Especificaciones Técnicas de PowerDrive RSS



Mechanical Specifications and Operating Limits		
	PowerDrive Xceed 675	PowerDrive Xceed 900
Nominal (API) OD, in [mm]	6¾ [171.5]	9 [228.6]
Hole size range, in [mm]	8¾–9¾ [212.7–250.8]	12¼–17½ [311.2–444.5]
Maximum body OD, in [mm]	7.625 [193.7] (collar)	9.8 [248.92] (collar)
Minimum ID, in [mm]	3.935 [99.9] (collar)	5.25 [133.4] (collar)
Maximum external upset, in [mm]	7.625 [193.7]	9.8 [248.9]
Upset type and location	Thread, 161 in [4.1 m] from top	Thread, 1.78 in [4.5 m] from top
Collar fishing neck length (from top sub), ft [m]	3 [0.9]	13 [4]
Sub length (no optional subs), ft [m]	25 [7.6]	28 [8.5]
Sub weight—loaded (in air), lbm [kg]	2,620 [1,188]	4,500 [2,041]
Top thread connection (API)	5½ FH box	6¾ FH box or 7¾ H-90 box
Top thread joint yield torque, ft-lbf [N.m]	23,000–26,000 [31,184–35,251]	42,000–46,000 [56,944–62,368]
Bottom thread connection	4½ Reg box	6¾ Reg box or 7¾ Reg box
Bottom thread joint yield torque, ft-lbf [N.m]	13,000–15,000 [17,626–20,337]	28,000–32,000 [37,963–43,381]
Top connection bending stress ratio	2.02	2.44
Bottom connection bending stress ratio	2.03	2.12
Average moment of inertia, in ⁴	76.22	252
Equivalent bending stiffness, ft of drill collar	31 [6.75-in OD × 2.81-in ID]	35.9 [8.0-in OD × 3.0-in ID]
Maximum collar dogleg, rotating, °/100 ft	8	6.5
Maximum collar dogleg, pass-through, °/100 ft	15	12
Maximum dogleg severity, rotating, °/100 ft	8	6.5
Maximum dogleg severity, pass-through, °/100 ft	15	12
Maximum dogleg capability, °/100 ft	8	6.5
Maximum weight on bit, lbf [N]	55,000 [244,652]	75,000 [366,617]
Maximum operating speed, rpm	350 [†]	350 [†]
Maximum operating torque, ft-lbf [N.m]	20,000 [27,116]	35,000 [47,454]
Maximum operating tensile load, lbm [kg]	50,000 [22,680]	75,000 [34,019]
Maximum jarring load, lbm [kg]	1,000,000 [453,592]	1,000,000 [453,592]
Maximum shock, g/Hz	250	250
Maximum operating pressure, psi [kPa]	20,000 [137,900]	20,000 [137,900]
Maximum differential pressure, psi [kPa]	2,000 [13,790] internal to external 1,000 [6,895] external to internal	2,000 [13,790] internal to external 1,500 [10,342] external to internal
Sub pressure drop constant, C	28,000 [‡]	100,000 [‡]
Maximum operating temperature, deg F [deg C]	302 [150]	302 [150]
Magnetic field cone of exclusion, steering, °	±5	±5
Maximum flow limit, galUS/min [L/min]	800 [3,028]	1,800 [6,814]
Maximum operating flow rate, galUS/min [L/min]	800 [3,028]	1,800 [6,814]
Minimum operating flow rate, galUS/min [L/min]	290 [1,098]	450 [1,703]
Turbine sets, galUS/min [L/min]	290–410 [1,098–1,552] 360–570 [1,363–2,158] 475–800 [1,798–3,028]	450–750 [1,703–2,839] 600–1,200 [2,271–4,542] 900–1,800 [3,407–6,814]
Maximum mud sand content, %	2	2
Maximum lost circulation material	Medium-size nut plug	Medium-size nut plug
Maximum concentration, lbm/bbl	50	50
Nonmagnetic sub	Yes	Yes
Sub magnetic permeability	Negligible	Negligible


[†] Minimum speed is 2 rpm

[‡] The pressure drop constant (C) is entered in this equation for each sub: Pressure drop = $\frac{MW_{\text{mud}} \times Q}{C}$ where MW is the mud weight in lbm/galUS, Q is the flow rate in galUS/min, and C is the pressure drop constant

Anexo 6. Data sheet de la conexión TenarisXP Buttress.

TXP® BTC
Printed on: 01/04/2018

Outside Diameter	9.625 in.	Min. Wall Thickness	87.5%	(*) Grade N80Q	
Wall Thickness	0.472 in.	Connection OD Option	REGULAR	COUPLING	PIPE BODY
Grade	N80Q*	Drift	API Standard	Body: Red	1st Band: Red
		Type	Casing	1st Band: Green	2nd Band: Bright Green
				2nd Band: -	3rd Band: -
				3rd Band: -	4th Band: -

PIPE BODY DATA					
GEOMETRY					
Nominal OD	9.625 in.	Nominal Weight	47 lbs/ft	Drift	8.525 in.
Nominal ID	8.681 in.	Wall Thickness	0.472 in.	Plain End Weight	46.18 lbs/ft
OD Tolerance	API				
PERFORMANCE					
Body Yield Strength	1086 x1000 lbs	Internal Yield	6870 psi	SMYS	80000 psi
Collapse	4750 psi				

CONNECTION DATA					
GEOMETRY					
Connection OD	10.625 in.	Coupling Length	10.825 in.	Connection ID	8.669 in.
Make-up Loss	4.891 in.	Threads per in	5	Connection OD Option	REGULAR
PERFORMANCE					
Tension Efficiency	100.0 %	Joint Yield Strength	1086.000 x1000 lbs	Internal Pressure Capacity ^[1]	6870.000 psi
Compression Efficiency	100 %	Compression Strength	1086.000 x1000 lbs	Max. Allowable Bending	38 °/100 ft
External Pressure Capacity	4750.000 psi				
MAKE-UP TORQUES					
Minimum	21440 ft-lbs	Optimum	23820 ft-lbs	Maximum	26200 ft-lbs
OPERATION LIMIT TORQUES					
Operating Torque	44400 ft-lbs	Yield Torque	54100 ft-lbs		

Notes

This connection is fully interchangeable with:
TXP® BTC - 9.625 in. - 36 / 40 / 43.5 / 53.5 / 58.4 lbs/ft

[1] Internal Pressure Capacity related to structural resistance only. Internal pressure leak resistance as per section 10.3 API 5C3 / ISO 10400 - 2007.

Datasheet is also valid for Special Bevel option when applicable - except for Coupling Face Load, which will be reduced. Please contact a local Tenaris technical sales representative.

For further information on concepts indicated in this datasheet, download the Datasheet Manual from www.tenaris.com

Tenaris has issued this document for general information only, and the information in this document, including, without limitation, any pictures, drawings or designs ("Information") is not intended to constitute professional or any other type of advice or recommendation and is provided on an "as is" basis. No warranty is given. Tenaris has not independently verified any information - if any - provided by the user in connection with, or for the purpose of, the information contained hereunder. The use of the information is at user's own risk and Tenaris does not assume any responsibility or liability of any kind for any loss, damage or injury resulting from, or in connection with any information contained hereunder or any use thereof. The information in this document is subject to change or modification without notice. Tenaris's products and services are subject to Tenaris's standard terms and conditions or otherwise to the terms resulting from the respective contracts of sale or services, as the case may be, between petitioner and Tenaris. For more complete information please contact a Tenaris's representative or visit our website at www.tenaris.com. ©Tenaris 2017. All rights reserved.

Anexo 7. Tabla técnica de la conexión TenarisXP Buttress

TenarisXP® Buttress | 4 1/2" TO 16"

DESIGNATION	Nominal Weight	PIPE BODY		PIPE BODY Inside Diameter	Depth Diameter	COUPLING		CONNECTION INSIDE DIAMETER	MAKE-UP LOSS	CRITICAL SECTION AREA	TENSILE EFFICIENCY	COMPRESSION EFFICIENCY	JOINT YIELD STRENGTH					
		Wall Thickness	Length			Outside Diameter	Length						55 ksi	80 ksi	90 ksi	110 ksi	125 ksi	
Size	In	In	In	In	In	In	In	In	In	Sq In	%	%	x 1000 lb	55 ksi	80 ksi	90 ksi	110 ksi	125 ksi
4 1/2	10.50	0.224	4.052	3.927	5.000	9.075	4.040	4.016	3.009	100	100	166	241	271	286	331	376	
	11.60	0.250	4.000	3.875	5.000	9.075	3.988	4.016	3.338	100	100	184	267	307	317	367	417	
	13.50	0.290	3.920	3.795	5.000	9.075	3.836	4.016	3.836	100	100	211	307	345	364	422	479	
	15.10	0.337	3.826	3.701	5.100	9.075	3.814	4.016	4.407	100	100	242	353	397	419	485	551	
	15.00	0.253	4.494	4.369	5.563	9.325	4.482	4.141	3.773	100	100	208	302	340	358	415	472	
5	15.00	0.296	4.408	4.283	5.563	9.325	4.396	4.141	4.374	100	100	241	350	394	416	481	547	
	18.00	0.362	4.276	4.151	5.720	9.325	4.264	4.141	5.275	100	100	290	422	475	501	580	659	
	21.40	0.437	4.126	4.001	5.720	9.325	4.114	4.141	6.264	100	100	345	501	564	595	689	783	
	23.20	0.478	4.044	3.919	5.800	9.325	4.032	4.141	6.791	100	100	373	543	611	645	747	849	
	24.10	0.500	4.000	3.875	5.800	9.325	3.988	4.141	7.069	100	100	389	565	636	672	778	884	
5 1/2	15.50	0.275	4.950	4.825	6.050	9.450	4.938	4.204	4.514	100	100	248	361	406	429	497	564	
	17.00	0.304	4.892	4.767	6.050	9.450	4.880	4.204	4.962	100	100	273	397	447	471	546	620	
	20.00	0.361	4.778	4.653	6.100	9.450	4.766	4.204	5.828	100	100	321	466	525	554	641	729	
	23.00	0.415	4.670	4.545	6.200	9.450	4.658	4.204	6.630	100	100	365	530	597	630	729	829	
	20.00	0.288	6.049	5.924	7.390	9.825	6.037	4.391	5.734	100	100	315	459	516	545	631	717	
6 5/8	24.00	0.352	5.921	5.796	7.390	9.825	5.909	4.391	6.937	100	100	382	555	624	659	763	867	
	26.00	0.417	5.791	5.666	7.390	9.825	5.779	4.391	8.133	100	100	447	651	732	773	895	1017	
	32.00	0.475	5.675	5.550	7.420	9.825	5.663	4.391	9.177	100	100	505	734	826	872	1010	1147	
	32.00	0.317	6.366	6.241	7.656	10.200	6.354	4.579	6.655	100	100	366	532	599	632	732	832	
	26.00	0.362	6.276	6.151	7.656	10.200	6.264	4.579	7.449	100	100	415	604	679	717	830	944	
7	29.00	0.408	6.184	6.059	7.750	10.200	6.172	4.579	8.449	100	100	465	676	760	803	929	1056	
	32.00	0.453	6.094	5.969	7.750	10.200	6.082	4.579	9.317	100	100	512	745	839	885	1025	1165	
	35.00	0.498	6.004	5.879	7.890	10.200	5.992	4.579	10.172	100	100	559	814	916	966	1119	1272	
	38.00	0.540	5.920	5.795	7.890	10.200	5.908	4.579	10.959	100	100	603	877	986	1041	1206	1370	
	26.20	0.328	6.969	6.844	8.500	10.575	6.957	4.766	7.519	100	100	414	602	677	714	827	940	
7 5/8	29.70	0.375	6.875	6.750	8.500	10.575	6.863	4.766	8.541	100	100	470	683	769	811	940	1068	
	33.70	0.430	6.765	6.640	8.500	10.575	6.753	4.766	9.720	100	100	535	778	875	923	1069	1215	
	39.00	0.500	6.625	6.500	8.500	10.575	6.613	4.766	11.192	100	100	616	895	1007	1063	1231	1399	
	43.80	0.562	6.501	6.376	8.650	10.575	6.489	4.766	12.470	100	100	686	998	1122	1185	1372	1559	
	45.30	0.595	6.435	6.310	8.650	10.575	6.423	4.766	13.141	100	100	723	1051	1183	1248	1445	1643	
8 5/8	47.10	0.625	6.375	6.250	8.650	10.575	6.363	4.766	13.744	100	100	756	1100	1237	1306	1512	1718	
	32.00	0.352	7.921	7.796	9.625	10.825	7.909	4.891	9.149	100	100	503	732	823	869	1006	1144	
	36.00	0.400	7.825	7.700	9.625	10.825	7.813	4.891	10.336	100	100	568	827	930	982	1137	1292	
	40.00	0.450	7.725	7.600	9.625	10.825	7.713	4.891	11.557	100	100	636	925	1040	1098	1271	1445	
	44.00	0.500	7.625	7.500	9.625	10.825	7.613	4.891	12.763	100	100	702	1021	1149	1212	1404	1595	
9 5/8	49.00	0.557	7.511	7.386	9.625	10.825	7.499	4.891	14.118	100	100	776	1129	1271	1341	1553	1765	
	36.00	0.352	8.921	8.765	10.625	10.825	8.909	4.891	10.254	100	100	564	820	923	974	1128	1282	
	40.00	0.395	8.835	8.679	10.625	10.825	8.823	4.891	11.454	100	100	630	916	1031	1088	1260	1432	
	43.50	0.435	8.755	8.599	10.625	10.825	8.743	4.891	12.559	100	100	691	1005	1130	1193	1381	1570	
	47.00	0.477	8.681	8.525	10.625	10.825	8.669	4.891	13.772	100	100	746	1086	1222	1289	1493	1697	
10 3/4	53.50	0.545	8.535	8.379	10.625	10.825	8.523	4.891	15.546	100	100	855	1244	1399	1477	1710	1943	
	58.40	0.595	8.435	8.279	10.625	10.825	8.423	4.891	16.879	100	100	928	1350	1519	1604	1857	2110	
	40.50	0.350	10.050	9.894	11.750	10.825	10.038	4.891	11.435	100	100	629	915	1029	1086	1258	1429	
	45.50	0.400	9.950	9.794	11.750	10.825	9.938	4.891	13.006	100	100	715	1040	1171	1236	1431	1626	
	51.00	0.450	9.850	9.694	11.750	10.825	9.838	4.891	14.561	100	100	801	1165	1311	1383	1602	1820	
11 3/4	47.00	0.375	11.000	10.844	12.750	10.825	10.988	4.891	13.401	100	100	737	1072	1206	1273	1474	1675	
	54.00	0.435	10.880	10.724	12.750	10.825	10.868	4.891	15.463	100	100	850	1237	1392	1469	1701	1933	
	60.00	0.489	10.772	10.616	12.750	10.825	10.760	4.891	17.300	100	100	951	1384	1557	1643	1903	2162	
	54.50	0.380	12.615	12.459	14.375	10.825	12.603	4.891	15.513	100	100	853	1341	1506	1643	1706	1939	
	61.00	0.430	12.515	12.359	14.375	10.825	12.359	4.891	17.487	100	100	962	1399	1574	1661	1924	2186	
13 3/8	68.00	0.480	12.415	12.259	14.375	10.825	12.403	4.891	19.445	100	100	1069	1556	1750	1847	2139	2431	
	72.00	0.514	12.347	12.191	14.375	10.825	12.335	4.891	20.768	100	100	1142	1661	1869	1973	2284	2596	
	75.00	0.438	15.124	14.937	17.000	10.825	15.112	4.891	21.414	100	100	1178	1713	1927	2034	2355	2677	
	84.00	0.495	15.010	14.823	17.000	10.825	14.998	4.891	24.112	100	100	1326	1929	2170	2291	2652	3014	