

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD PARA LA APLICACIÓN DE LINER DRILLING EN LA PERFORACIÓN DE POZOS EN LOS CAMPOS TAPI-TETETE Y YUCA

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERA EN PETRÓLEOS
OPCIÓN: TÉCNICO-EXPERIMENTAL**

MELISSA JOHANNA CONDOY REYES

melissa.condoy@epn.edu.ec

DIRECTOR: MSc. IGNACIO BLADIMIR CERÓN GUERRA

ignacio.ceron@epn.edu.ec

Quito, octubre 2018

DECLARACIÓN

Yo, Melissa Johanna Condoy Reyes, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional alguna; y que he consultado todas las referencias bibliográficas incluidas 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, su reglamento y normativa institucional vigente.

Melissa Johanna Condoy Reyes

CERTIFICACIÓN

Yo, Ignacio Bladimir Cerón Guerra, certifico que el presente trabajo de titulación fue desarrollado por Melissa Johanna Condoy Reyes bajo mi supervisión.

MSc. Ignacio Bladimir Cerón
DIRECTOR DEL TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por cuidar y guiar cada uno de mis pasos hasta llegar a culminar una de las etapas más importantes de mi vida.

A mi familia, empezando especialmente por mi madre que ha sacrificado tanto, ya que sin sus consejos, cuidados, dedicación y amor no lo hubiera podido lograr. A mi padre por sus conocimientos, comprensión y amor, cada día hasta el último, fue mi ayuda. A mi hermana Pame por haberme acompañado lejos de casa, fue mi mejor compañía en días duros. A mis abuelitos, por ese cariño y generosidad. Al resto de mi familia y amigos por sus buenos deseos desde que partí de mi ciudad, gracias porque todos contribuyeron en esta etapa de mi vida.

A Fabián por haberme acompañado este tiempo, por aquella forma de ser aprendí a ver las cosas desde otra perspectiva, que me permitieron mejorar, siempre serás alguien muy especial en mi vida.

A TIW, Ing. James Bonilla quien me abrió las puertas de su empresa, permitiéndome formar parte del gran equipo que la conforma, al Ing. Pedro Orbe, por su colaboración, tiempo y consejos, siempre le estaré agradecida por que juntos pudimos culminar este trabajo y a todo el personal de TIW gracias.

Al personal de Petroamazonas, en especial al Ing. Walter Torres por su tiempo y ayuda.

A la Escuela Politécnica Nacional, mi director de tesis Msc. Ignacio Cerón y todos a los docentes de la Carrera de Ingeniería en Petróleos, que día a día se esfuerzan por formar a los futuros profesionales de nuestro país.

A mis amigas de colegio Dani y Fer, porque juntas abandonamos nuestra ciudad para cumplir nuestros sueños, gracias por su amistad y consejos.

A mis amigos de la universidad, Valeria, Ronny y Kevin porque siempre me ayudaron y nunca me dejaron atrás. Y al resto de mis amigos, que cada día compartimos e hicieron de esta etapa una inolvidable, divertida y grata experiencia.

Melissa Johanna Condoy Reyes

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a mi familia. En especial a mi madre porque este logro es también suyo. Es el reflejo de todo su sacrificio y amor.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
ÍNDICE DE CONTENIDO	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XI
RESUMEN	XIII
ABSTRACT	XIV
SIMBOLOGÍA	XV
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1	2
MARCO TEÓRICO	2
1.1. CAMPO TAPI-TETETE	2
1.1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	2
1.1.2. UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	2
1.1.3. GEOLOGÍA DEL CAMPO	3
1.1.3.1. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS ESTRUCTURALES DEL CAMPO	3
1.1.3.2. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA	3
1.1.3.3. CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE RESERVORIO	5
1.2. CAMPO YUCA	6
1.2.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	6
1.2.2. UBCACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	6
1.2.3. GEOLOGÍA DEL CAMPO	7
1.2.3.1. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS ESTRUCTURALES DEL CAMPO	7
1.2.3.2. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA	7
1.2.3.3. CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE RESERVORIO	9

1.3.	PERFORACIÓN CONVENCIONAL.....	10
1.4.	PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL	11
1.5.	EFFECTO PLASTERING	11
1.6.	LINER DRILLING.....	12
1.6.1.	HISTORIA	13
1.6.2.	APLICACIONES.....	14
1.6.2.1.	CASING DRILLING:.....	14
1.6.2.2.	TUBING DRILLING:	15
1.6.3.	TECNOLOGÍAS ACTUALES	16
1.6.3.1.	SISTEMA DE LINER DRILLING NO RECUPERABLE. 16	
1.6.3.2.	SISTEMA DE LINER DRILLING RECUPERABLE	17
1.6.3.3.	SIMPLE DRILL DOWN O REAM DOWN SYSTEMS ...	19
1.6.3.4.	PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON LINER	21
1.6.4.	HERRAMIENTAS DE LINER DRILLING	25
1.6.4.1.	HERRAMIENTAS DE SUPERFICIE.....	26
1.6.4.2.	HERRAMIENTAS DE FONDO	26
1.6.4.3.	HERRAMIENTA DE CORRIDA.....	39
CAPITULO II	41
ESTUDIO DE LOS POZOS SELECCIONADOS	41
2.1.	POZO TAPI-A001I.....	41
2.1.1.	SECUENCIA OPERACIONAL EN LA SECCIÓN DE 8 ½”	42
2.2.	POZO TAPB-09D	42
2.2.1.	SECUENCIA OPERACIONAL EN LA SECCIÓN DE 8 ½”	42
2.3.	ESQUEMAS MECÁNICOS, CONFIGURACIÓN DE BHA'S DE PERFORACIÓN, PROPIEDADES DE LA BROCA Y LODOS, DE POZOS EN EL CAMPO TAPI-TETETE.....	43
2.4.	POZO YCAE-028.....	45
2.4.1.	SECUENCIA OPERACIONAL EN LA SECCIÓN DE 8 ½”	46
2.4.2.	POZO YCAE-028ST1.....	46
2.4.2.1.	SECUENCIA OPERACIONAL EN LA SECCIÓN DE 8 ½”	46
2.4.3.	ESQUEMAS MECÁNICOS, CONFIGURACIÓN DE BHA's DE PERFORACIÓN, PROPIEDADES DE LA BROCA Y LODOS	47

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPITULO I

Figura 1. 1	Mapa de ubicación del Campo Tapi-Tetete.....	3
Figura 1. 2	Columna Estratigráfica del Campo Tapi-Tetete.....	4
Figura 1. 3	Mapa de ubicación del Campo Yuca	7
Figura 1. 4	Columna Estratigráfica del Campo Yuca	8
Figura 1. 5	Perforación Convencional	10
Figura 1. 6	Perforación No Convencional.....	11
Figura 1. 7	Perforación Convencional y Perforación no Convencional con el efecto de plastering.....	12
Figura 1. 8	Liner Drilling	13
Figura 1. 9	Niveles de Casing Drilling.....	15
Figura 1. 10	Coiled-Tubing	15
Figura 1. 11	BHA no recuperable de perforación con tubería de Revestimiento ..	17
Figura 1.12	Liner Drilling System with Multi-Set Hanger	19
Figura 1. 13	Esquema de un Drill Down System	21
Figura 1. 14	Directional liner drilling assembly	21
Figura 1. 15	Diagram of drilling system with 127 mm liner	22
Figura 1. 16	Diagrama de sistema de telemetría.....	23
Figura 1. 17	Diagram of centralizers shearing by sub	23
Figura 1. 18	Diagram of operation of hydraulic cylinders of liner top	24
Figura 1. 19	The Steerable drilling Liner system incluyendo principales componentes.....	25
Figura 1. 20	Power Tongs	26
Figura 1. 21	Defyer™ DT Series, Casing Bits.....	28
Figura 1. 22	Float Collar	28
Figura 1. 23	UBHO	29
Figura 1. 24	Reflex Gyro	30
Figura 1. 25	Landing Collar	30
Figura 1. 26	Tipos de Liners.....	32
Figura 1. 27	Conexión Redonda API	35
Figura 1. 28	Diagrama del perfil general de la Rosca Buttress.....	35

Figura 1. 29 TSH-BLUE.....	36
Figura 1. 30 TSH W513.....	36
Figura 1. 31 TSH W563.....	37
Figura 1. 32 Conexión VAM TOP	37
Figura 1. 33 Anillos de Torque.....	38
Figura 1. 34 Liner Hanger X-Pak	39
Figura 1. 35. Sistema Multi-Piston Setting Tool.....	40

CAPITULO II

Figura 2. 1 Esquema Mecánico del Pozo TAPI-A001I.....	43
Figura 2. 2 Esquema Mecánico del Pozo TAPB-09D	44
Figura 2. 3 Esquema Mecánico del Pozo, YCAE-028	47
Figura 2. 4 Esquema Mecánico del Pozo, YCAE-028ST1.....	48
Figura 2. 5 Esquema Mecánico del Pozo, YCAF-029	51
Figura 2. 6 Esquema Mecánico del Pozo, YCAF-029ST1	52

CAPITULO III

Figura 3. 1 Distribución de tiempos Operacionales, NPT, TAPI-A001I.....	57
Figura 3. 2 Distribución de tiempos Operacionales, NPT, TAPB-09D	58
Figura 3. 3 Distribución de tiempos Operacionales, NPT, YCAE-028	59
Figura 3. 4 Distribución de tiempos Operacionales, NPT, YCAE-028ST1.....	60
Figura 3. 5 Distribución de tiempo Operacionales, NPT, YCAF-029	61
Figura 3. 6 Distribución de tiempos Operacionales, NPT, YCAF-029ST1	62
Figura 3. 7 Análisis de torque y arrastre, tensión y buckling, TAPI-A001I	71
Figura 3. 8 Análisis de Torque y Hook Load, sobre la Zapata Perforadora TAPI- A001I.....	72
Figura 3. 9 Análisis de torque y arrastre, tensión y buckling, TAPB-09D	73
Figura 3. 10 Análisis de Torque sobre la Zapata Perforadora y Hook Load, TAPB- 09D.....	73
Figura 3. 11 Impacto económico entre la PC y LD- Drill Down System.....	80
Figura 3. 12 Impacto económico entre la PC y Steerable Drilling Liner (LD).....	81

ÍNDICE DE TABLAS

CAPITULO I

Tabla 1. 1 Características del crudo	6
Tabla 1. 2 Características del crudo	10
Tabla 1. 3 Tipos de rangos de tubería de revestimiento	33
Tabla 1. 4 Grados de acero de revestidores recomendados por API	33
Tabla 1. 5 Propiedades del diámetro exterior en una tubería de revestimiento	34

CAPITULO II

Tabla 2. 1 Configuración de BHA's de perforación, propiedades de la broca y lodos, TAPI-A001I y TAPB-09D.....	45
Tabla 2. 2 Configuración de BHA's de perforación, propiedades de la broca y lodos, YCAE-028 y YCAE-028ST1.....	49
Tabla 2. 3 Configuración de BHA's de perforación, propiedades de la broca y lodos, YCAF-029 Y YCAF-029ST1,.....	53

CAPITULO III

Tabla 3. 1 Problemas Operacionales y NPT, YCAE-028	55
Tabla 3. 2 Problemas Operacionales y NPT sección 8 ½", YCAF-029	56
Tabla 3. 3 Tiempos Operacionales, NPT, TAPI-A001I.....	57
Tabla 3. 4 Tiempos Operacionales, NPT, TAPB-09D	58
Tabla 3. 5 Tiempos Operacionales, NPT, YCAE-028	59
Tabla 3. 6 Tiempos Operacionales, NPT, YCAE-028ST1.....	60
Tabla 3. 7 Tiempos Operacionales, NPT, YCAF-029	61
Tabla 3. 8 Tiempos Operacionales, NPT, YCAF-029ST1	62
Tabla 3. 9 Pozos candidatos para el estudio de Liner Drilling.....	63
Tabla 3. 10 Propiedades del Drill Pipe.....	65
Tabla 3. 11 Descripción de parámetros para el cálculo del SR.....	69
Tabla 3. 12 Cálculos de Hidráulica, pozo TAPI-A001I	75
Tabla 3. 13 Cálculos de Hidráulica, pozo TAPB-09D.....	76
Tabla 3. 14 Costos Totales de Perforación Convencional en la sección 8 ½"	78

Tabla 3. 15 Costos Totales de LD – Simple Drill Down System, sección 8 ½”, Campo Tapi-Tetete	79
Tabla 3. 16 Impacto económico. Campo Tapi-Tetete	79
Tabla 3. 17 Costos Totales por pozo LD - Steerable Drilling Liner, sección 8 ½”, Campo Yuca.....	80
Tabla 3. 18 Impacto económico, Campo Yuca	81

RESUMEN

La perforación convencional actualmente es cada vez más complicada para los ingenieros de perforación y los geólogos. Debido a que los campos se enfrentan a problemas operacionales relacionados con la incompatibilidad de las presiones del pozo, estructuras geológicas complejas y temperaturas. Causando complicaciones en la construcción del pozo: derrumbes en las paredes, pega de herramientas de perforación o pérdidas de fluidos, produciendo mayor tiempo no productivo (NPT) y costos adicionales. Una de las soluciones ante los problemas citados es la implementación de la técnica Liner Drilling, como un medio para mitigar los riesgos operacionales y reducir el tiempo no productivo.

El estudio de las diferentes tecnologías permite que su uso sea apto para diferentes tipos de campos, como el Tapi-Tetete y Yuca; en la presente investigación se recopiló datos reales de pozos en los respectivos campos que han sido perforados convencionalmente, para realizar un análisis técnico- económico, implementando la técnica Liner Drilling mediante cálculos de diseño de tubería, simulaciones de torque y arrastre, tensión, pandeo y análisis de hidráulica; se evalúan los costos de cada una de las operaciones comparando la perforación convencional y no convencional, determinando el impacto económico de esta innovadora técnica, con la finalidad de evaluar la factibilidad de la técnica Liner Drilling en los respectivos pozos de estudio.

Palabras clave: Perforación convencional, problemas operacionales, Liner Drilling, mitigar, NPT.

ABSTRACT

Conventional drilling is currently becoming increasingly complicated for drilling engineers and geologists. Because the fields face operational problems related to the incompatibility of well pressures, complex geological structures and temperatures. Causing complications in the construction of the well: collapses in the walls, sticking of drilling tools or fluid losses, producing more non-productive time (NPT) and additional costs. One of the solutions to the problems is the implementation of the Liner Drilling technique, as a means to mitigate operational risks and reduce non-productive time.

The study of different technologies allows its use to be suitable for different types of fields, such as Tapi-Tetete and Yuca; In the present investigation real well data was collected in the respective fields that have been drilled conventionally, to perform a technical-economic analysis, implementing the Liner Drilling technique through pipe design calculations, torque and drag simulations, tension, buckling and hydraulic analysis; The costs of each of the operations are evaluated by comparing conventional and non-conventional drilling, determining the economic impact of this innovative technique, in order to evaluate the feasibility of the Liner Drilling technique in the respective study wells.

Keywords: Conventional drilling, operational problems, Drilling Liner, mitigate, NPT.

SIMBOLOGÍA

1P	Reservas probadas
2P	Reservas probables
3P	Reservas posibles
API	American Petroleum Institute
BHA	Botón hole assembly
CAPs	Capa límites hidrodinámicos
CDS	Casing Drill System
DWC	Drilling With casing, Casing While Drilling
DWT	Drilling With tubing
ECD	Densidad de Circulación Equivalente
HP	Alta presión
HSI	Índice de limpieza
HT	Alta temperatura
ID	Diámetro interno
LD	Liner Drilling
MMbbl	Millones de barriles
MWD	Medición durante la perforación
MLT	Multi Lobed Torque
NPT	Tiempo no productivo
OD	Diámetro externo
PC	Perforación Convencional
PBR	Polished bore receptacle
PVC	Policloruro de vinilo
RDS	Reamer Drive Sub
SDL	System steerable drilling liner
TD	Profundidad total

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene por objetivo analizar la factibilidad de implementar la técnica Liner Drilling en los Campos Tapi-Tetete y Yuca, comparando esta técnica con la perforación convencional, mediante una evaluación técnica y económica.

En el primer capítulo se realiza la descripción de los Campos Tapi-Tetete y Yuca respectivamente, la ubicación del área de estudio, geología del campo, características geológicas estructurales y litológicas de reservorio. Perforación convencional y no convencional, la técnica Liner Drilling, como los diferentes tipos de tecnologías y herramientas necesarias para implementar esta técnica.

El segundo capítulo, es una recopilación de la información de 4 pozos: TAPI-A0011, TAPB-09D, YACE-028, YCAF029; perforados convencionalmente con la finalidad de analizar los procesos operacionales y problemas de perforación, que pueden estar generando pérdidas en costos y en el peor de los escenarios la pérdida del pozo. Los esquemas mecánicos de los, BHA's de perforación, propiedades de los lodos y las secuencias operacionales, es información esencial de este capítulo.

El tercer capítulo, a los 4 pozos citados, se realiza un análisis técnico-económico a través de los problemas operacionales, causas, soluciones, parámetros de perforación y la distribución de tiempo operacional, posteriormente se analizan las consideraciones para aplicar la técnica LD como torque, arrastre, tensión, pandeo y análisis de hidráulica con el objetivo de determinar si la tecnología de esta técnica es factible, en dichos pozos.

Finalmente se evalúan los costos de cada una de las operaciones comparando la perforación convencional y no convencional minimizando las operaciones y así determinar el impacto económico de la técnica LD.

CAPITULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1. CAMPO TAPI-TETETE

1.1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

El campo Tapi-Tetete se encuentra localizado en la región Amazónica de Ecuador. Son dos campos independientes tanto por ser dos estructuras separadas, cuanto por sus límites hidrodinámicos (CAPs); sin embargo, la costumbre ha sido reportar reservas para los dos campos en conjunto, según lo cual, las mayores reservas se encuentran en el reservorio “U” con el 72%, encontrándose el restante 28% en “T”. Se compone según la información disponible de dos ejes de altos lineales fallados, de orientación NNE-SSO

El campo produce aproximadamente 1859 BPD, con un API ponderado 29.3°. Las reservas de los campos Tapi-Tetete, 1p, 2p, 3p, son de 6.7 MMbbl, 10.5 MMbbl y 10.8 MMbbl respectivamente. (Ronda Campos Menores 2017, 2017)

Este campo pertenece al área Libertador conjuntamente con los siguientes campos: Carabobo, Pichincha, Cuyabeno, Shuara, Secoya, Atacapi, Parahuacu, Shushuqui, Pacayacu, Sansahuari, Singue Chanangue, Peña Blanca, Frontera y Víctor Hugo Ruales (VHR), (Chancay y Rumipamba, 2007); siendo esta área una de las áreas productoras de petróleo más importantes del país

El campo Tapi fue descubierto con la perforación del pozo Tapi-01 el que llegó a 9183 ft de profundidad y del que se obtuvo inicialmente 1333 BPPD de 29° API de la arenisca “T” y 712 BPPD de 28° API de la arenisca “U”. (Revelo., 2007)

El campo Tetete fue descubierto con la perforación del pozo Tetete-01 que alcanzó los 9400 ft de profundidad. En su prueba inicial se obtuvieron 1315 BPPD de 30 ° API de la arenisca “T” y 330 BPPD de 29° API de la arenisca “U”. (Baby, Ribadeneira, & Barragán, 2004)

1.1.2. UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El campo Tapi-Tetete se ubica al norte de la cuenca Oriente, en el alto basamento que separa las cuencas Oriente y Putumayo en Colombia. En la provincia de Sucumbíos en el extremo norte de la Subcuenca Napo, cantón Lago Agrio, a 220

km al noreste de Quito y 10 km al sur de la frontera con Colombia. (Armijos & Tapia, 2013.)

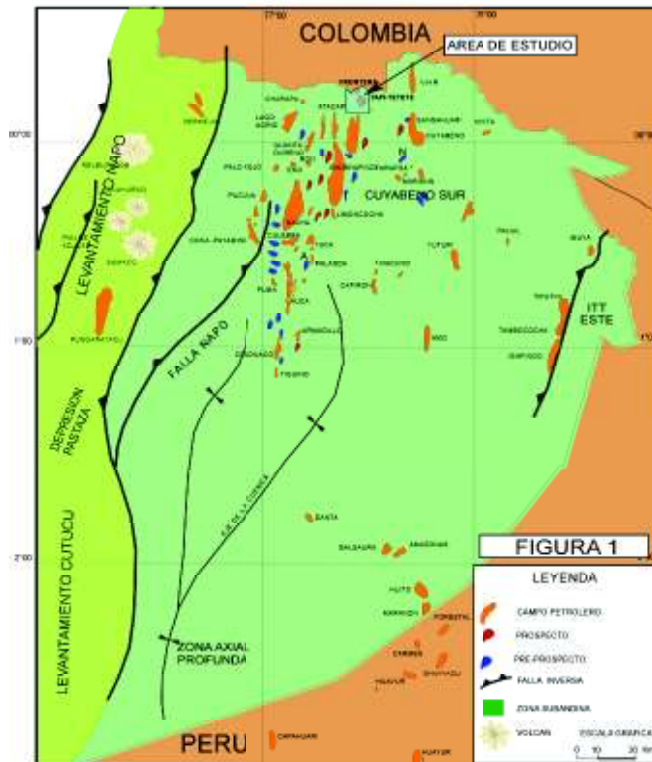


Figura 1. 1 Mapa de ubicación del Campo Tapi-Tetete
Fuente: Petroamazonas EP., 2018.

1.1.3. GEOLOGÍA DEL CAMPO

1.1.3.1. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS ESTRUCTURALES DEL CAMPO

Está constituida por dos altos estructurales. NE-SO, que se consideraban independientes, posteriormente, con la definición de límites hidrodinámicos y el ajuste de mapas estructurales, se comprobó que los dos altos se integraban en una sola estructura, constituyendo un solo campo. (Baby, Ribadeneira, & Barragán, 2004)

El alto Tapi ubicado en la parte NO y el alto Tetete de mayores dimensiones, ubicado al SE. La estructura Tapi se desarrolló entre el Coniaciano y Eoceno inferior; mientras que la estructura Tetete se desarrolló entre: Cretácico Superior-Paleoceno, Eoceno y Mioceno Tardío-Plioceno. (Baby, Ribadeneira, & Barragán, 2004)

1.1.3.2. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA

El campo Tapi-Tetete se compone de rocas pre-cretácicas hasta sedimentos cuaternarios, como se observa en la siguiente figura:

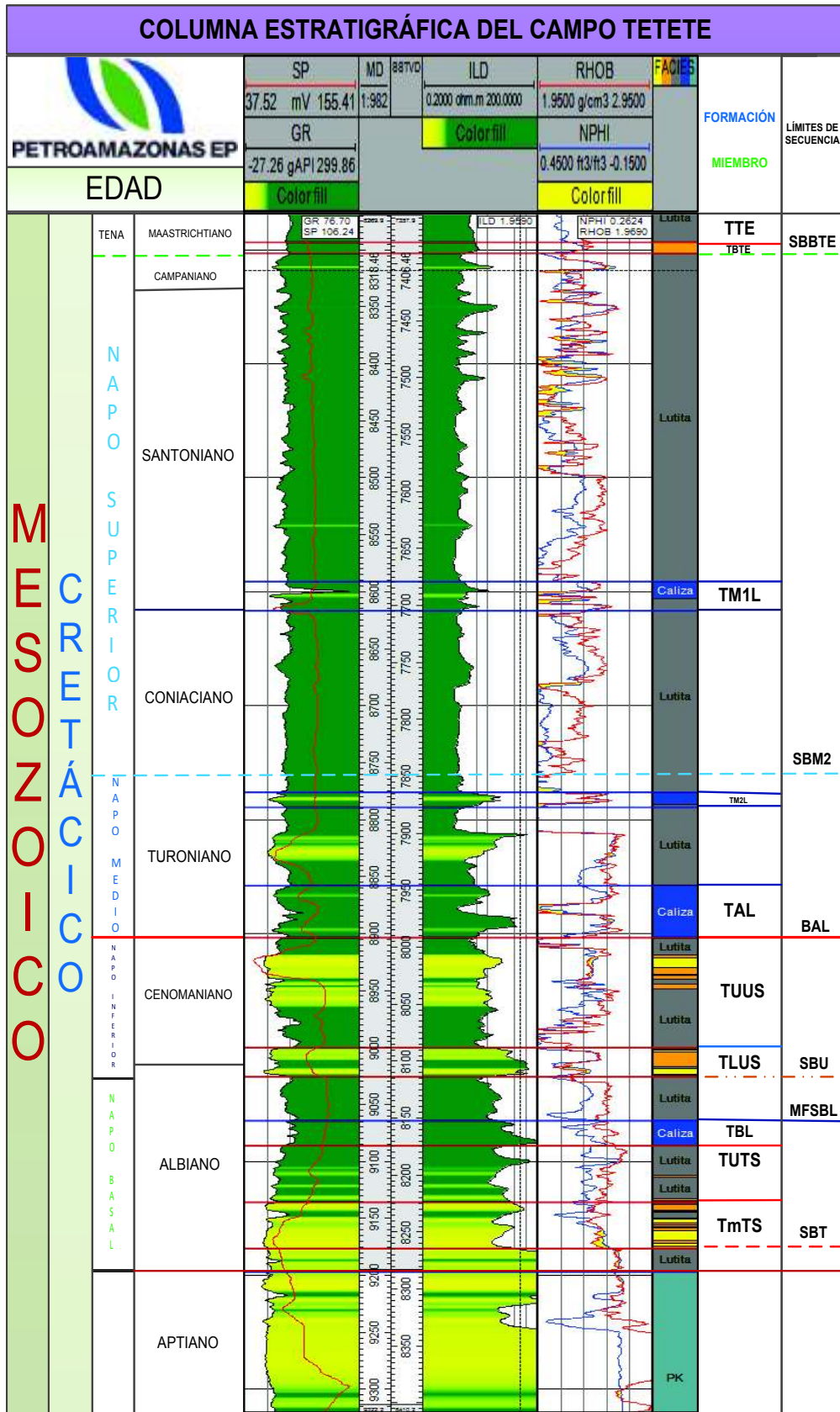


Figura 1. 2 Columna Estratigráfica del Campo Tapi-Tetete
Fuente: Petroamazonas EP., 2018

1.1.3.3. CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE RESERVORIO

Los principales reservorios productivos del Campo Tapi-Tetete, presentan las características dadas a continuación: Arenisca “T” inferior y superior y Arenisca “U” inferior y superior; de la formación Napo

Formación Napo

Corresponde a la edad: Albiano inferior-Campaniano medio. Es la sucesión más importante en la Cuenca Oriente Ecuatoriana, ya que presenta lutitas negras, areniscas cuarzosas y calizas grises a negras. En esta formación se encuentran dos reservorios importantes: arenisca Napo “U” y arenisca Napo “T” (Balock, 1982).

Arenisca “U”

El ciclo deposicional de esta arenisca está entre la caliza A y B de la formación Napo en el cual se encuentran dos niveles diferentes “U” superior y “U” inferior.

- **“U” superior:** La arenisca “U” superior es la zona de menor importancia del campo Tapi-Tetete ya que presenta un espesor neto muy reducido, esta arenisca contiene hidrocarburos de 12° API a 20° API.
- **“U” inferior:** La arenisca “U” inferior, es una arenisca limpia, cuarzosa de grano decreciente. Los mayores espesores netos productivos y las mejores características de permeabilidad en la arenisca “U” inferior se encuentran en la estructura central del campo. La arenisca “U” inferior presenta hidrocarburos de 24° API a 29.5° API.

Arenisca “T”

Corresponde a un ciclo deposicional entre la base de la caliza C (Napo Basal), y la base de la caliza B de la secuencia de Napo Inferior, en donde se diferencian dos niveles clásticos principales: “T” inferior o principal y “T” superior o secundaria.

- **“T” superior:** La arenisca “T” superior presenta pequeños espesores de arenisca con intercalaciones de lutita calcárea, lo cual hace que su desarrollo sea pobre y secundario.
- **“T” inferior:** La arenisca “T” inferior es una arenisca limpia glauconítica saturada de hidrocarburo, aunque presenta potenciales irregulares, presenta un ensanchamiento hacia el noreste hacia la estructura de Tetete. La arenisca “T” presenta hidrocarburos de 22.4° API a 29.5° API. (Informe interno, PAM, 2014)

Tabla 1. 1 Características del crudo

Reservorio	API
“U” superior	12° - 20°
“U” inferior	24° - 29.5°
“T” superior	28.7°
“T” inferior	22.4° - 29.5°

Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: Petroamazonas EP., 2018

1.2. CAMPO YUCA

1.2.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

El campo Yuca es uno de los campos de mayor trayectoria en el sector petrolero ecuatoriano. Su presión se encuentra en estado de depletación, ya que lleva aproximadamente más de 40 años de ser desarrollado, actualmente tiene una baja productividad.

Este campo fue descubierto en 1970 con la perforación del pozo exploratorio Yuca-01, alcanzando 10426 ft, produjo 1044 BPD de los reservorios Hollín Superior, “T” y “U”.

Inició su vida productiva en diciembre de 1980 con 1150 BPD de los reservorios Hollín Superior, Napo “T” y Napo “U” por el Consorcio CEPE Texaco.

El campo Yuca pertenece al Bloque 61 o Activo Auca, los campos constituyen un complejo estructural – estratigráfico, algunos de estos campos se encuentran enmarcados dentro de un mismo cierre estructural y efectivo, por esta razón algunos de estos campos han sido asociados en grupos de la siguiente manera: Culebra – Yulebra, Anaconda, Pitalala, Auca - Auca Este - Conga Norte - Conga Sur, Boa, Anura, Auca sur, Tortuga Sur, Chonta Este, Chonta Sur y Cononaco – Rumiyaçu.

1.2.2. UBCACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El campo Yuca se encuentra localizado al nororiente del Ecuador, en la parte sur de la cuenca Oriente, provincia de Orellana, cantón Coca, aproximadamente a 80 km del sur de la ciudad de Nueva Loja. Se encuentra delimitado entre los campos Culebra-Yulebra y Primavera.

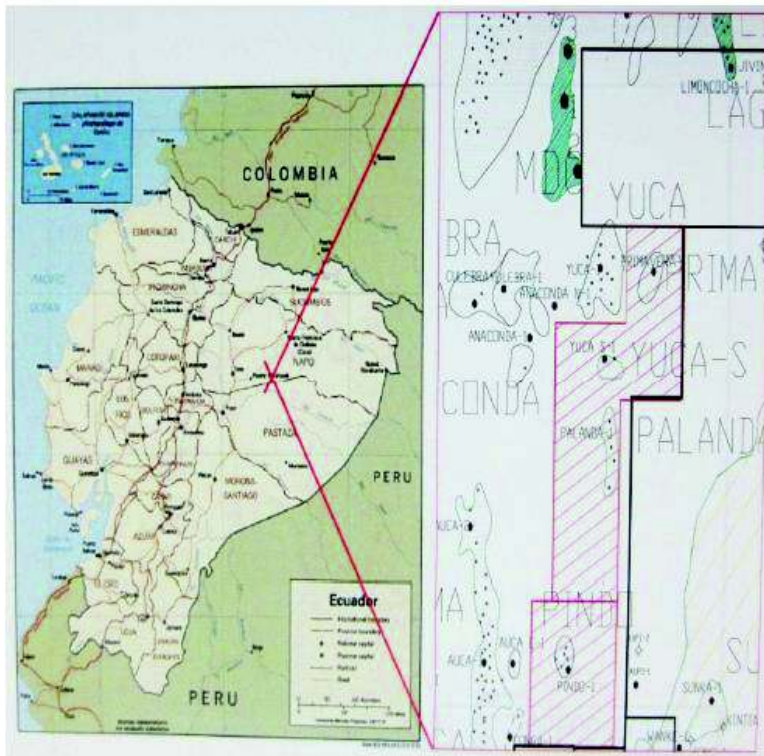


Figura 1. 3 Mapa de ubicación del Campo Yuca
Fuente: EP Petroecuador., 2018

1.2.3. GEOLOGÍA DEL CAMPO

1.2.3.1. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS ESTRUCTURALES DEL CAMPO

Su estructura es de orientación N-S integrada por dos altos, el mayor de ellos ubicado al norte con un cierre estructural a los 70 ft y el del sur con un cierre alrededor de 30 ft. (Baby, Ribadeneira, & Barragán, 2004).

1.2.3.2. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA

Las características de las rocas reservorio del El Campo Yuca, son poco conocidas, debido a que se disponen de pocos núcleos centrales de corona cortados, conservando una pequeña parte de ellos.

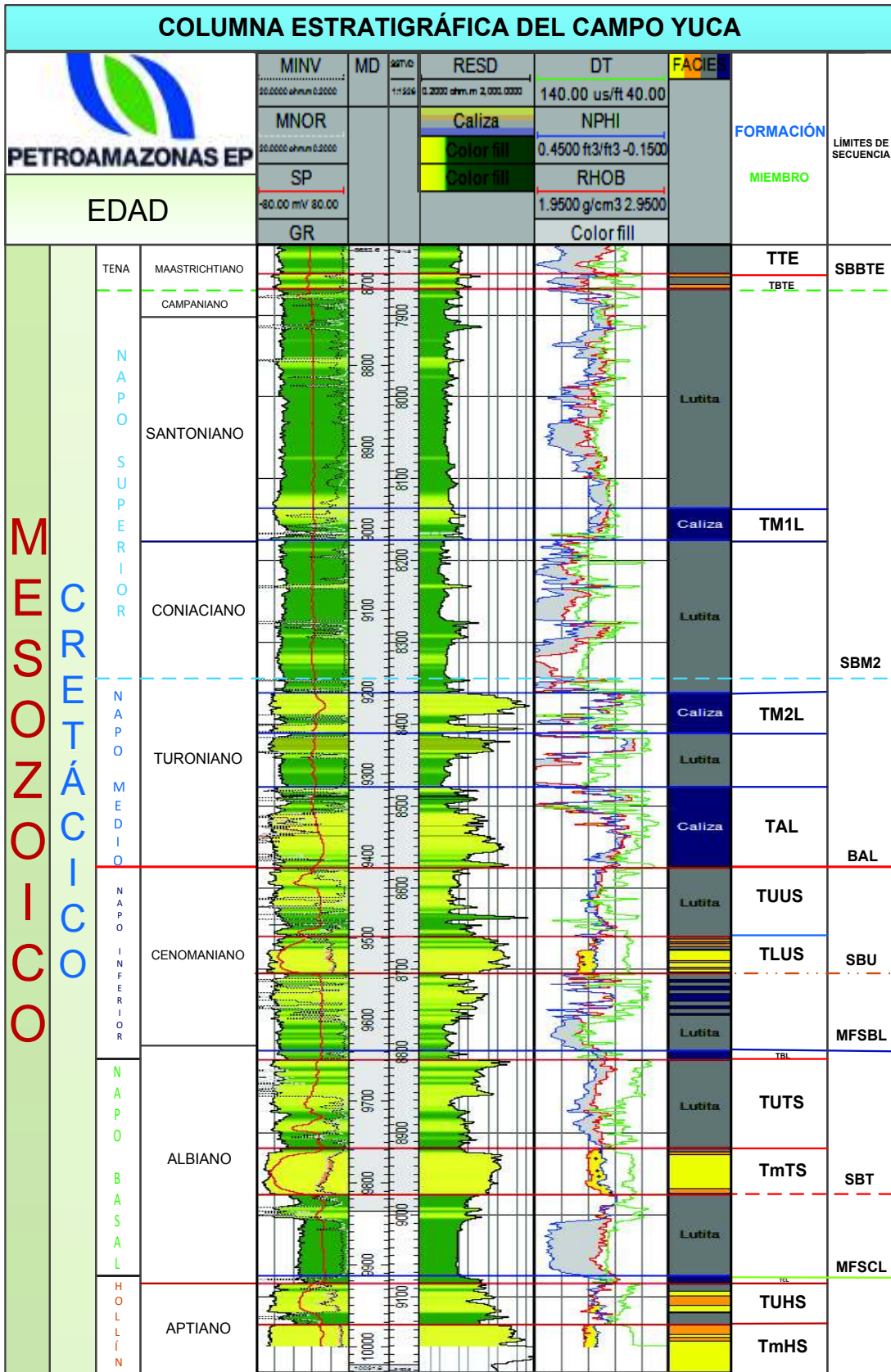


Figura 1. 4 Columna Estratigráfica del Campo Yuca
Fuente: EP Petroecuador., 2018

1.2.3.3. CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE RESERVORIO

Los principales reservorios productivos del Campo Yuca presentan las características dadas a continuación: Areniscas de la formación Hollín y Napo Inferior areniscas “T” y “U”.

FORMACIÓN NAPO

Corresponde a la edad: Albiano Medio-Santoniano. Presenta calizas, grises a negras, intercaladas con areniscas calcáreas y lutitas negras. Descansa sobre la formación Hollín y está cubierta por las capas rojas de la formación Tena.

- **Arenisca “T”:** Formada por areniscas de grano fino a medio, con abundantes detritos carbonáticos- También presenta areniscas glauconíticas. Su espesor total es de 190 ft a 200 ft aproximadamente que incluye a la zona caliza B.

“T” **Superior**, los reservorios útiles están pocos desarrollados y son muy variables.

“T” **Inferior**, comprende los principales reservorios del campo Yuca y en la que las variaciones laterales de facies son muy importantes.

- **Arenisca “U”:** Zona relativamente compacta de arcillas y areniscas arcillosas y carbonatadas.

“U” **Superior**, constituida por una parte detrítica densa con un espesor cercano a los 70 ft compuesto de arcillas y rocas carbonatadas que corresponde a la Caliza A, no presenta ninguna característica de reservorio, al contrario, constituye un buen marcador litoestratigráfico.

“U” **Inferior**, similar a la unidad inferior de “T” y representa el relleno de valles incisos sobre un límite de secuencia.

FORMACIÓN HOLLÍN

Corresponde a la edad, Aptiano Superior - Albiano Medio. Es una arenisca de grano medio a grueso, con estratificación cruzada, presenta intercalaciones escasas de lutitas arenosas carbonatadas y arenas negras impregnadas de crudo.

- **Hollín superior:** Formada por areniscas arcillosas de grano medio a grueso, presenta intercalaciones de lutitas arenosas carbonatadas y arenas negras impregnadas de crudo. Su espesor es de aproximadamente 15.95 ft. Esta formación es atravesada en su totalidad por el pozo exploratorio Yuca 01.
- **Hollín inferior:** Formada por areniscas de grano grueso y de ambiente continental. Son depósitos fluviales de relleno de valles. Este sistema pasa a ser progresivamente de tipo de llanura de inundación por la influencia de la transgresión marina.

Tabla 1. 2 Características del crudo

Reservorio	API
Arenisca "U"	18.4°
Arenisca "T"	25.5°
Hollín	27.1°

Fuente: Petroamazonas EP, 2018
Elaborado por: Melissa Condoy

1.3. PERFORACIÓN CONVENCIONAL

Desde la implementación del sistema de perforación rotaria, la perforación convencional ha utilizado sartas de perforación (BHA) compuestas por: drill collars, drill pipe y brocas convencionales, con la principal función de aplicar energía hidráulica y mecánica para poder romper y penetrar la formación que se encuentra en el subsuelo, circular el fluido de perforación dentro de la tubería y broca, regresando a la superficie los recortes generados durante la perforación.

El objetivo de la perforación es construir un agujero entubado desde el yacimiento hasta la superficie, que permita la explotación racional de hidrocarburos en forma segura y económica, para ello requiere de un esfuerzo de planeación, programación, supervisión de operaciones, además de una aplicación de ingeniería, técnica y experiencia, que se ha perfeccionado con el pasar de los años, pero aun así presenta problemas operacionales y administrativos.

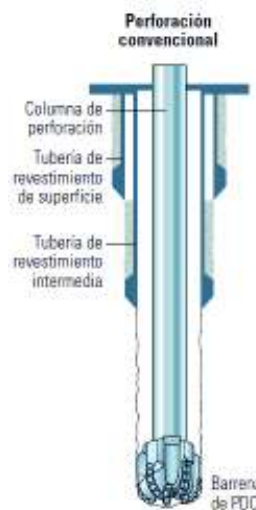


Figura 1. 5 Perforación Convencional
Fuente: Fonteor, Lesso, Strickler, & Warren, 2005

1.4. PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL

La perforación no convencional es la consecuencia de implementar tecnologías que permitan optimizar la construcción de pozos de petróleo con la finalidad de resolver problemas operacionales generados durante la perforación, evitar tiempos no productivos, minimizar los costos. De esta manera se obtendrá una perforación exitosa, eficiente y segura.

Utilizar métodos no convencionales de perforación proporciona una ventaja competitiva en los pozos en desarrollo; las técnicas no convencionales de perforar con Casing (DWC), Tubing (DWT) o como el Liner Drilling (LD), se han extendidos desde pozos verticales hasta pozos desviados y de pozos someros a pozos profundos, cambiándose con nuevos desarrollos, como la perforación bajo balance (Ortiz, González, Díaz, & Manilla, 2005).

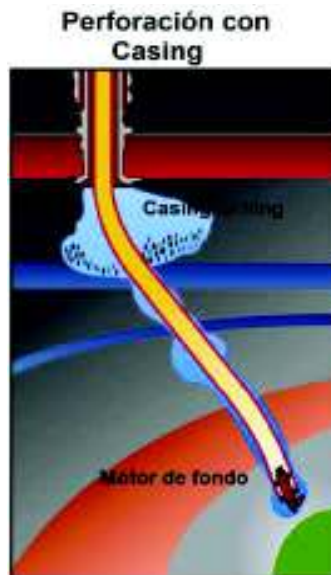


Figura 1. 6 Perforación No Convencional
Fuente: Sipes Houston., 2017

1.5. EFECTO PLASTERING

Denominado también como efecto de frisado, se produce por la rotación de la tubería de revestimiento, la alta velocidad anular y el espacio reducido formado entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo. Hacen que los recortes de perforación al ser molidos se adhieran formando una capa o torta de lodo impermeable que refuerza la pared de hoyo, para reducir las pérdidas de fluido, mejora la cementación y protege la integridad del pozo.

Este efecto reduce el tiempo no productivo y problemas relacionados con el pozo, debido a que los recortes al adherirse a la pared del pozo, genera una cantidad de recortes al volver a superficie menor.

El efecto plastering en la perforación no convencional tiene un gran aporte, ya que la tubería de revestimiento al rotarla cubre las paredes del pozo minimizando el tamaño del espacio anular, con los recortes generados, sellando los poros de la formación. (TDDIRECT Tecnología de perforación con tubería de revestimiento y liner, 2013)



Figura 1. 7 Perforación Convencional y Perforación no Convencional con el efecto de plastering

Fuente: TDDIRECT Tecnología de perforación con tubería de revestimiento y liner, 2013

1.6. LINER DRILLING

Es una tecnología probada para abordar los riesgos de perforación tales como la pérdida de circulación, la estabilidad y problemas de influjo del pozo. La característica más sobresaliente de LD es el hecho de que no se requieren modificaciones en la plataforma; el mismo equipo de superficie que se usa para las operaciones de funcionamiento del revestimiento convencional se usa para el LD. (Rosenberg & Gala, 2011)

La tecnología Liner Drilling se basa ciertamente en los principios de perforación con revestimiento (DwC), sin embargo, los trabajos deben planificarse teniendo en cuenta el diseño y las características operativas del sistema de suspensión de revestimiento, esto permite eliminar los riesgos potenciales al perforar.

Los métodos convencionales requieren la perforación a través del reservorio, a menudo induciendo pérdidas en el intervalo reducido, saliendo del hoyo a una velocidad controlada y luego correr el liner mientras experimentan pérdidas, por lo tanto, no tienen la capacidad de perforar con el liner mientras se perfora el hoyo, lo que aumenta el riesgo de quedar atascado de manera diferencial sobre una arena depletada.

Esta técnica emergente de perforación no convencional permite que el liner sea asentado a medida que se perfora la sección de producción, (7" u 8 1/2") es decir se combinan dos procesos en una sola corrida (perforar un intervalo y simultáneamente revestir el hueco), cementar y posteriormente ser colgado a través de un colgador expandible (liner hanger).

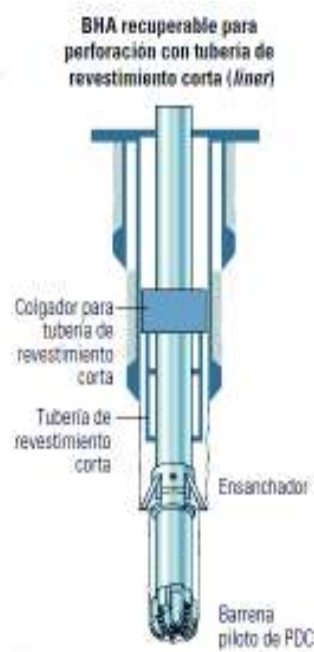


Figura 1. 8 Liner Drilling

Fuente: Fonteor, Lesso, Strickler, & Warren, 2005

1.6.1. HISTORIA

El primer trabajo piloto de Liner Drilling se llevó a cabo en 1993 en el Campo Valhall en el Mar del Norte. La ocasión fue causada por accidentes asociados con ensamblajes de fondo atascados en el pozo debido a un cambio casi instantáneo en la densidad de circulación equivalente.

Los primeros intentos comerciales del Liner Drilling fueron exitosos, lo que, en última instancia, dio forma al rápido desarrollo de esta tecnología. La perforación se realizó utilizando el método rotativo: mediante la rotación de tuberías de perforación impulsadas desde la superficie. Por lo tanto, los primeros ensamblajes no fueron direccionales, pero

permitieron alcanzar el objetivo principal, perforar reservorios depletados acompañados por un fuerte cambio de presión.

1.6.2. APLICACIONES

El liner drilling es una de las aplicaciones para las modalidades de perforación con tuberías, ya que está cobrando auge debido a la posibilidad que ofrece de perforar y entubar simultáneamente un pozo.

A parte de esta aplicación también existe:

- Perforación con Casing (Drilling Casing)
- Perforación con Tubing (Drilling Tubing)

1.6.2.1. CASING DRILLING:

Es una técnica de perforación emergente no convencional la cual consiste en que el casing o revestimiento es usado como sarta de perforación en lugar de la tubería común de perforación drill pipe y como proveedor de la energía hidráulica y mecánica para lograr el corte de la formación, de este modo el casing desciende conforme se perfora el pozo lo cual permite perforar un intervalo y simultáneamente revestirlo, (vertical/direccional), reduciendo significativamente los tiempos no productivos (NPT), mejora la productividad, acceso a reservas y reduce el costo/barril.

El casing drilling o casing while drilling se divide en 5 niveles:

Nivel 1: Agujeros pre-perforados, donde el CWD es utilizado como equipo de superficie para bajar el revestidor aplicando rotación, circulando, etc. (zapata rimadora opcional)

Nivel 2: BHA simple de CWD, para ser utilizado en pozos verticales sin necesidad de control direccional. (BHA No Recuperable)

Nivel 3: Uso de BHA específicamente diseñado para ser recuperado sin sacar el revestidor hasta superficie.

Nivel 4: Nuevo colgador de liner de múltiples asentamientos.

Nivel 5: Nuevo sistema, un prototipo ya disponible en proceso de evaluación hoy en día.



Figura 1. 9 Niveles de Casing Drilling

Fuente: Van, Lardapide, Sanguino, Hoare, & Benigni, 2010

1.6.2.2. TUBING DRILLING:

Esta aplicación es denominada también como el Coiled-Tubing, como su nombre lo indica, consiste en un tubo metálico continuo construido en una aleación especial que permite que se lo trate como un tubo de PVC, pero posee la mismas características que una tubería convencional de similar diámetro, con la ventaja de que no es necesario manipularlo, ni estibarlo tramo por tramo para bajarlo o retirarlo del pozo, ya que se desenrolla o enrolla en un carretel accionado mecánicamente como si fuera manguera.

Esta última característica permite un mejor, más rápido manejo y almacenaje por lo cual, este tubo tiene múltiples acciones tanto en la perforación de pozos dirigidos como en la terminación y workover de los mismos. Además, permite la continua inyección de fluidos mientras la tubería flexible continúa moviéndose

Con este sistema, es posible penetrar con tubería continua o barras de sondeo, ello permite perforar el primer tramo del pozo de manera convencional para luego cambiar rápidamente a tubería continua.



Figura 1. 10 Coiled-Tubing

Fuente: TENARIS., 2017

1.6.3. TECNOLOGÍAS ACTUALES

Las tecnologías actuales varían mucho en complejidad y facilidad de implementación. El incremento de acuerdo a la complejidad significa generalmente el aumento de la flexibilidad de aplicación, pero también un incremento en la curva de aprendizaje y la necesidad de una planificación detallada.

En términos generales, los sistemas pueden ser caracterizados como recuperable y no recuperable. Pero al bajar estos sistemas, eran relativamente lentos, lo que llevó a la empresa de servicios a centrar sus esfuerzos en mejorar la tecnología actual que se aplica en el “*Simple Drill Down*” o “*Ream Down Systems*”; con el fin de generar una propuesta, con cargas y momentos extremos a los que el equipo del liner quedará expuesto a largo plazo, por ello la elección de estos equipos que conforman LD es fundamental para el éxito de la perforación de los futuros pozos.

Las diferentes tecnologías de LD están diseñadas para escenarios exigentes, siendo capaces de soportar las mismas fuerzas dinámicas extremas que se encuentran con las herramientas de perforación a hueco abierto, al tiempo que puede realizar sus funciones designadas en la profundidad final.

1.6.3.1. SISTEMA DE LINER DRILLING NO RECUPERABLE

Este método es recomendable para pozos verticales. Se utiliza en especial para perforar con tuberías de revestimientos cortas o con sartas de revestimientos completas que permite la perforación en intervalos cortos.

El liner drilling no recuperable posee un arreglo el cual consiste de una broca convencional o perforable, conectada directamente al liner o también se puede utilizar zapatas perforadoras, que poseen estructuras de corte externas para perforar, pero pueden ser removidas mediante fresado. Es posible que las brocas se las puede dejar en el fondo del pozo después de alcanzar TD, es decir permanecen en el liner, son cementadas o pueden soltarse y dejarse caer en el fondo del pozo para posibilitar la adquisición de registros. (Fonteor, Lesso, Strickler, & Warren, 2005)

El liner drilling con brocas de casing while drilling acoplada al liner, compuesta de un equipo convencional top liner, permite la perforación en intervalos cortos y el asentamiento del liner a una profundidad planificada en zonas de pérdida circulación severa e inestable.

El uso de esta técnica, sin embargo, no permite la recopilación de datos y el control direccional que normalmente se requiere durante la perforación. Además, la broca debe perforar hasta la profundidad total de la sección o debe reemplazarse recuperando todo el liner hasta la superficie.

Si está lo suficientemente lejos de la zona de producción. Se puede tomar la decisión de colocar el top liner, lo que podría requerir una sarta adicional para alcanzar la profundidad total del pozo. A pesar de ello reduce la economía del pozo debido a viajes innecesarios. (Eriksen, Herrera, Moffitt, Rodriguez, & Mazzaferro, 2011)

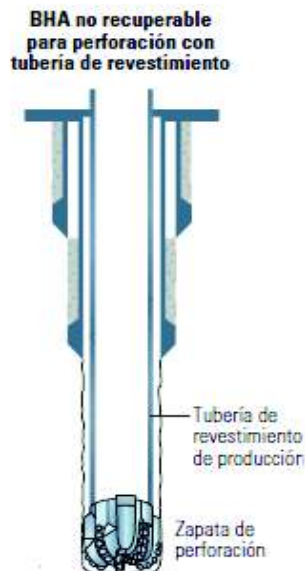


Figura 1. 11 BHA no recuperable de perforación con tubería de Revestimiento
Fuente: Fonteor, Lesso, Strickler, & Warren, 2005

1.6.3.2. SISTEMA DE LINER DRILLING RECUPERABLE

Específicamente relacionado con el proceso de perforación, los sistemas convencionales de top liner están limitados en el área de alrededor del colgador y el PBR (polished bore receptable), produciendo un espacio más grande entre los ECD (densidad de circulación equivalente) estáticos y dinámicos mientras circulan. Esto hace que sea mucho más difícil administrar el pequeño margen entre la presión del poro y el gradiente de fractura, generando tanto a las pérdidas de lodo como a la afluencia mientras se perforan las secciones, dependiendo de si el flujo de fluido es estático o dinámico. (Eriksen, Herrera, Moffitt, Rodriguez, & Mazzaferro, 2011)

El amplio margen entre los ECD estáticos y dinámicos también pueden evitar la perforación con tasas de flujo optimizadas, lo que provoca una HSI (índice de limpieza) de broca

reducido, limpieza de agujeros y una serie de otros problemas. (Eriksen, Herrera, Moffitt, Rodriguez, & Mazzaferro, 2011)

La solución a ello es el liner drilling con un BHA recuperable y multi-set hanger. Este método permite que la barrena y el BHA sean desplegados inicialmente y se reemplacen sin necesidad de bajar y extraer el liner del pozo.

Este sistema emplea BHA recuperables convencionales para perforar el intervalo deseado. El BHA puede contener herramientas simples tanto como una broca y underreamer para perforar un hoyo vertical, o puede ser de construcción más compleja que consiste en bajar sistemas direccionales rotativos, mientras se perfora.

Los beneficios de utilizar un sistema que transporta el revestimiento detrás de un BHA recuperable son los siguientes:

- El liner puede colgarse en tensión en cualquier lugar del casing principal durante el proceso de cambio de BHA.
- El BHA completo puede ser cambiado.
- Ambos procesos pueden realizarse sin la necesidad de devolver el liner a la superficie.

El sistema liner drilling consiste en una zapata guía y shoe track, sub indicador, liner y top liner. El BHA consiste en una broca, estabilizadores open hole, underreamer, estabilizadores internos y un ensamble de packers inferior. El aislamiento del liner es necesario tanto para proporcionar peso en la barrena como para crear un receptáculo dentro del espacio anular, que es capaz de presurizarse con la presión de la columna de perforación. Esta presurización evita tanto la entrada de cortes en esta área como el colapso potencial del tubo de revestimiento a medida que se transporta al fondo del pozo durante los procesos de perforación, como se muestra en la Figura 1. 12

Un sistema recuperable con cable facilita el reemplazo de los equipos que fallan antes de alcanzar la TD y permite un acceso rápido y eficaz desde el punto de vista de sus costos para registrar, evaluar y probar las formaciones. Para ello es necesario implementar una herramienta de recuperación denominado Drill Lock Assembly (DLA), su principal función es acoplarse mecánicamente dentro de la tubería de revestimiento o liner, se baja con cable y se coloca en un niple, llamado Casing Profile Niple.

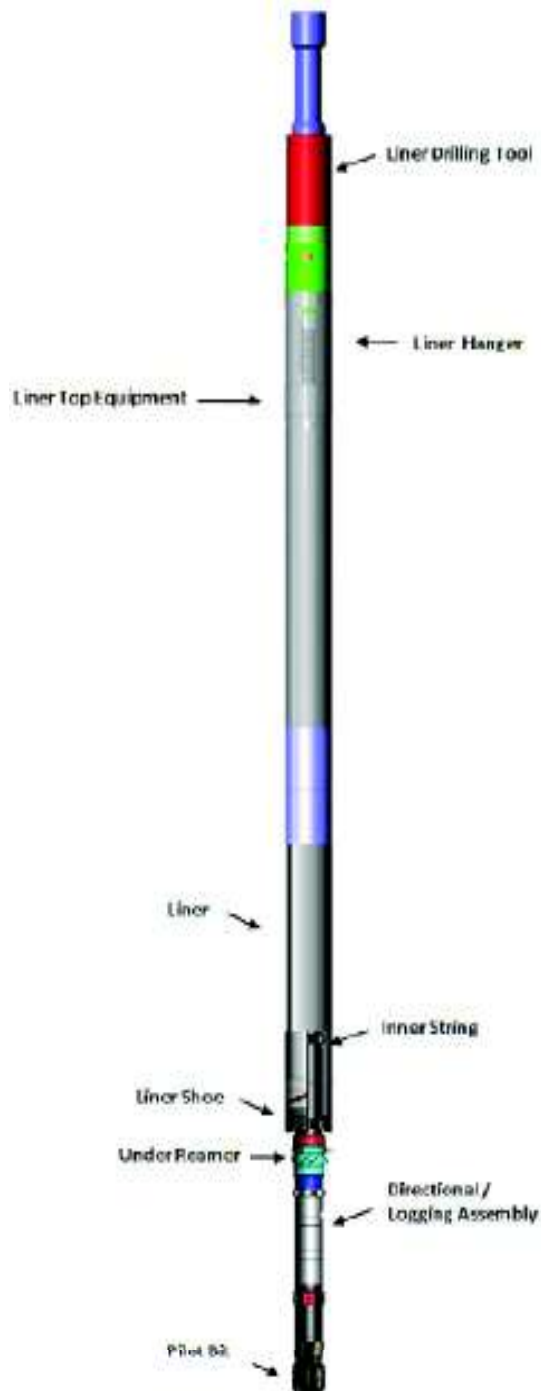


Figura 1.12 Liner Drilling System with Multi-Set Hanger
 Fuente: Eriksen, Herrera, Moffitt, Rodriguez, & Mazzaferro, 2011

1.6.3.3. SIMPLE DRILL DOWN O REAM DOWN SYSTEMS

El Simple Drill Down, funciona como un BHA no recuperable, es decir, sin una sarta interna. Este sistema se puede utilizar sin ningún equipo adicional o plataformas estándares capaces de correr liners o casings.

El BHA generalmente se preensambla en el taller local y es entregado como un subconjunto completo para ser un liner estándar. El liner es entonces conectado a un liner hanger y se utilizará una broca o zapata perforadora o rimadora dependiendo de las aplicaciones y objetivos.

La capacidad de perforar el liner en modo rotativo sobre la arena agotada puede minimizar el riesgo de pérdidas asociadas con las prácticas convencionales, al tiempo que elimina la necesidad de un motor de lodo, que a su vez permite perforar con liner a bajos caudales, asociada a una baja densidad de circulación equivalente. (ECD) (Mota, Campo, Menezes, Smith, & Jackson, 2006)

Además, minimiza la cantidad de tiempo que la formación está expuesta, lo que reduce aún más los riesgos de colapso del pozo o problemas al correr el liner hasta el fondo. El liner hanger expandible permite colgar el liner y colocar el elemento en un solo paso, eliminando un posible trabajo de compresión de cemento o un viaje adicional para un empacador superior de liner.

Funcionamiento: Se inicia la perforación rotatoria con el liner mientras se monitorea cuidadosamente el torque y la fluencia, la penetración en la zona de transición se reconoce típicamente por la pérdida total y la reducción de la presión a medida que el liner penetra el reservorio depletado. El pozo cerca de la zona depletada comienza a colapsar con adicional perforación, finalmente se detiene la rotación y se tiene un mayor avance de liner. La figura 1. 13 representa una de varias configuraciones de Drill Down Systems que se han utilizado con éxito.

Consideraciones técnicas

Las consideraciones técnicas clave para la perforación rotativa con un sistema de suspensión de liner incluyen:

1. Torque
2. Densidad de Circulación Equivalente (ECD)
3. Conexiones de liner
4. Propiedades mecánicas del sistema de suspensión de liner
5. Cementación de liner

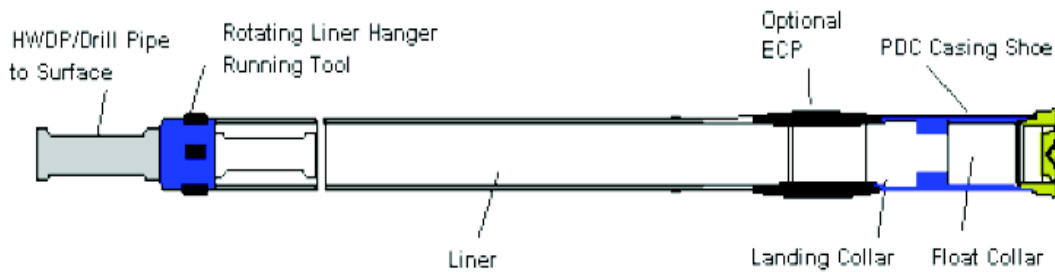


Figura 1. 13 Esquema de un Drill Down System
 Fuente: Clark & McClain., 2005

1.6.3.4. PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON LINER

En el año 1997, el ensamble, que permitió controlar la trayectoria del pozo, se probó en el Campo Valhall. Consistía en un motor de fondo con sistema MWD que fueron recuperados después del lograr la profundidad final. Un ejemplo de tal ensamble se muestra en la siguiente figura:

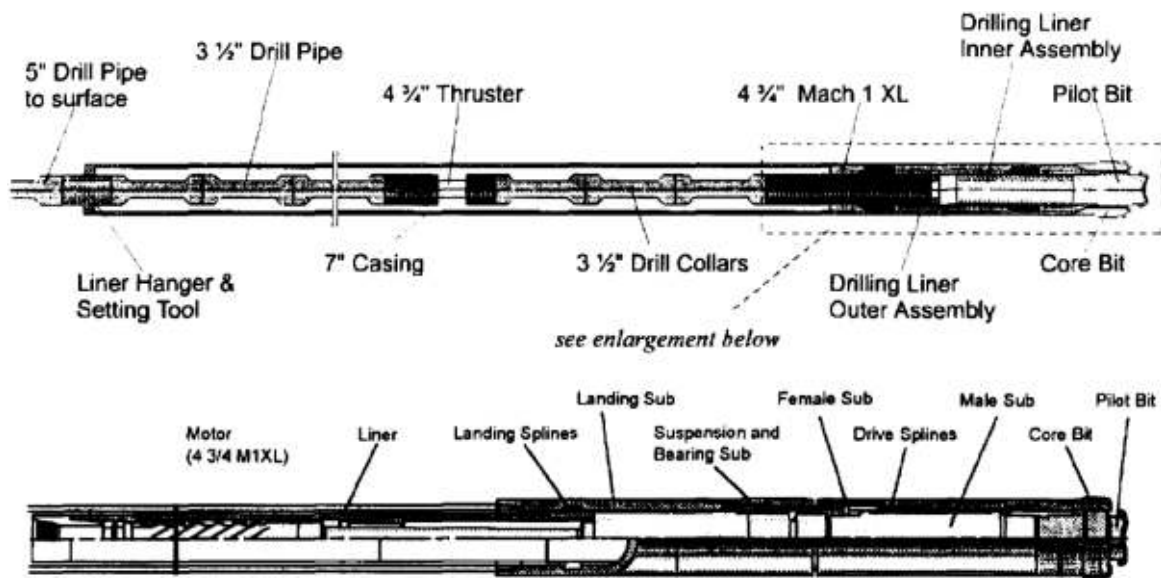


Figura 1. 14 Directional liner drilling assembly
 Fuente: Agishev & Gelfgat., 2017

En los últimos 24 años se diseñó e implementó una gran cantidad de equipos nuevos, que permitieron reducir los riesgos tecnológicos y permitir una perforación controlada.

Actualmente el modelo se ha mejorada, consiste en una broca de perforación, motor de fondo, sistema de telemetría, liner, herramientas de corrida y el colgador de liner. El BHA recuperable tiene la capacidad de alcanzar con precisión el objetivo previsto utilizando herramientas más sofisticadas, como sistemas de rotación direccionales y registro durante la perforación de herramientas.

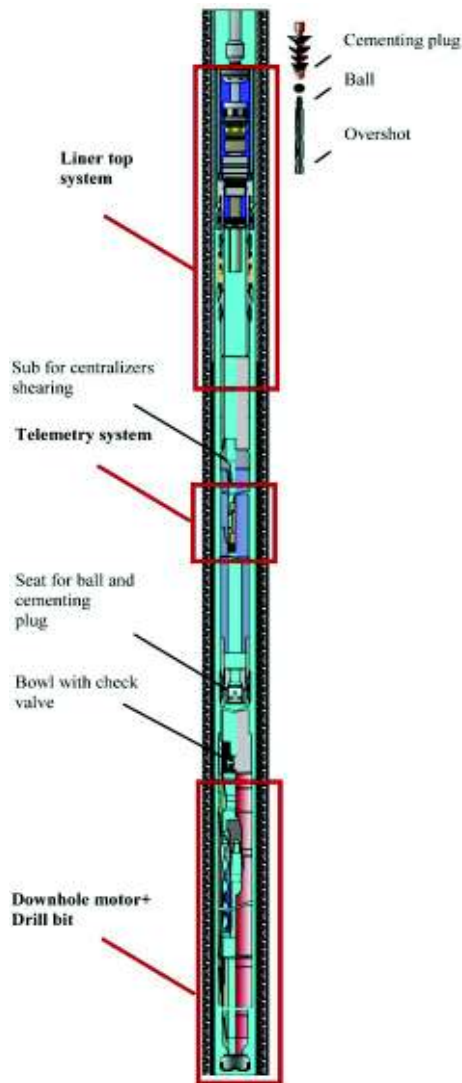


Figura 1. 15 Diagram of drilling system with 127 mm liner
 Fuente: Agishev & Gelfgat., 2017

Para las operaciones de cementación, el conjunto incluye una manga o sleeve con válvula check (o collar flotante), el collar flotador evita el reflujó de un fluido de perforación y la entrada de cortes de perforación en el motor, evitando así daños en el estator y el taponamiento de la broca. Además, arriba del collar flotador, a una distancia de 20 m (2 tubos de revestimiento), se encuentra un landing collar con asiento de bola. Este equipo es necesario para la activación de los componentes hidráulicos del sistema de liner, así como para la determinación precisa del tapón de aterrizaje o landing plug y la finalización del proceso de cementación. Hacia arriba hay dos drill collars no magnéticos, que contienen el sistema MWD en su interior.

Los MWD recuperables disponibles en el mercado se conectan a drill collars no magnéticos utilizando un mecanismo tipo pinza. Las vibraciones, que ocurren cuando se perfora, son compensadas a través centralizadores de caucho, que además de la función de

amortiguación, proporciona el centrado y el bloqueo del sistema a lo largo del eje del drill collar no magnético.

Los trabajos asociados con la recuperación de sistemas de telemetría de ensambles convencionales son los componentes más costosos en la perforación direccional. Para sacar la herramienta de telemetría, se requiere de un solo centralizador, aplicando una fuerza de 10 kN, según la experiencia de trabajar con esta herramienta. El número máximo de centralizadores que potencialmente se pueden utilizar es dos, para la recuperación exitosa del sistema, se recomienda el uso de centralizadores con tres nervaduras (ver figura 1. 16)



Figura 1. 16 Diagrama de sistema de telemetría
Fuente: Agishev & Gelfgat., 2017

El diámetro exterior máximo del sistema de telemetría recuperable es de 2" la longitud es de 7 m. La herramienta con tales parámetros geométricos se puede recuperar mediante tubos de perforación con un diámetro interno de 57.15 mm y más. El sistema de telemetría recuperable tiene una especial punta de flecha para una conexión con un overshot. Justo después del collarín de perforación no magnético hay un dispositivo de corte, cuya función principal es cortar los centralizadores de caucho hasta el diámetro real máximo del sistema de telemetría (ver figura 1. 17.). Esto es necesario para garantizar el paso de todos los elementos del sistema de telemetría a través del equipo en funcionamiento de la parte superior del liner cuando se recupera.

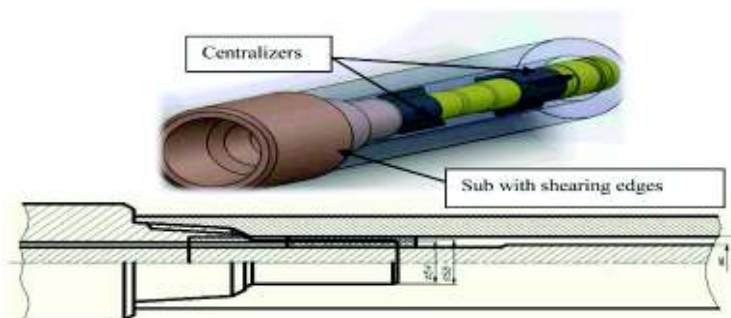


Figura 1. 17 Diagram of centralizers shearing by sub
Fuente: Agishev & Gelfgat., 2017

Seguido de una sarta de liner y un sistema de suspensión de liner con componentes de activación hidráulica. Debido a las altas presiones internas durante la perforación, es necesario prever la aplicación del sistema de suspensión de revestimiento con dos cilindros de activación, que permite evitar una activación prematura del colgador de liner. El diseño simétrico del cilindro permite tener una presión diferencial de cero al perforar (ver Figura 1. 18). Se recomienda que la conexión de la rosca para la sarta del liner de 127 mm tenga los siguientes parámetros. (Agishev & Gelfgat, 2017)

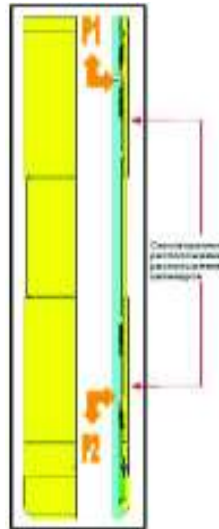


Figura 1. 18 Diagram of operation of hydraulic cylinders of liner top
Fuente: Agishev & Gelfgat., 2017

STEERABLE DRILLING LINER (SDL)

Actualmente se encuentra en fase de uso múltiple y ha sido reconocida como una tecnología prometedora, mostrando un claro potencial para aumentar la probabilidad de éxito al perforar en formaciones problemáticas.

El Steerable Drilling Liner System, está disponible para tamaños de agujeros de 8 ½ y 12 ¼ ", es un sistema integrado de perforación que combina las ventajas de la tecnología rotativa de perforación direccional con el concepto de Liner Drilling. El sistema consiste en: el interior de la sarta recuperable y cambiabile, BHA piloto y una sarta exterior de liner. Las sartas internas y externas están conectadas a través de una herramienta de corrida que se encuentran en el top liner. El liner rota lentamente con 30 rpm para superar la fricción axial mientras rima la broca y el BHA/broca piloto giran con 120 rpm adicionales proporcionados por un motor modificado de desplazamiento positivo. Una visión general sobre el sistema se muestra en la figura

Componentes:

1. Running tool
2. Propulsor
3. Motor
4. Reamer Drive Sub (RDS)
5. Pistones expandibles
6. BHA Piloto
7. Liner
8. Drill Pipe

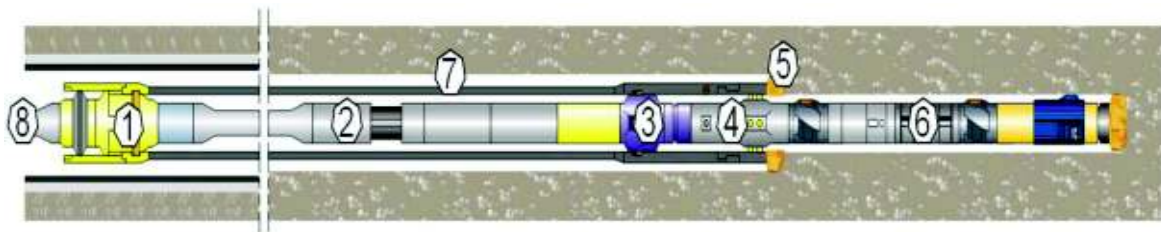


Figura 1. 19 The Steerable drilling Liner system incluyendo principales componentes
Fuente: Grindhaug, Wenn, Eidem, Schwartze, & Regener., 2017

1.6.4. HERRAMIENTAS DE LINER DRILLING

Este trabajo presenta la aplicación de la técnica de Liner Simple Drill Down en pozos de los campos Tapi-Tetete y Yuca, se decidió utilizar esta tecnología de las demás debido a las consideraciones de ingeniería de diseño y recursos de implementación, para la planeación, estimación y evaluación de los pozos, es uno de los métodos simples debido a que no se requiere de ningún BHA de perforación convencional como se conceptualizó anteriormente.

A continuación, se describe las herramientas a utilizar con esta tecnología.

HERRAMIENTAS DE SUPERFICIE

- Llave hidráulica

HERRAMIENTAS DE FONDO

- Zapata perforadora
- Float collar
- UBHO
 - GYRO
- Landing collar
- Liner

- Anillos de torque
- Liner Hanger X-Pak

HERRAMIENTA DE CORRIDA

- Hydraulic Setting Tool (HST)

1.6.4.1. HERRAMIENTAS DE SUPERFICIE

LLAVE HIDRÁULICA

Es una herramienta que indica con precisión la fuerza de torque aplicado a cada junta, tubing, herramientas, drill collar, brocas y demás componentes de la sarta de perforación de los campos de petróleo durante las operaciones de apriete y desapriete, de esta manera se previene el aplicar un torque insuficiente o excesivo que puede provocar falla en las roscas de la tubería, de acuerdo a su uso específico.

Las llaves hidráulicas son esenciales en la industria del petróleo y el gas, diseñadas para mejorar la eficiencia y la seguridad de las operaciones.



Figura 1. 20 Power Tongs
Fuente: Texas International Oilfield Tools, LTD

1.6.4.2. HERRAMIENTAS DE FONDO

ZAPATA PERFORADORA

La zapata perforadora funciona como una broca PDC convencional y una zapata flotadora, su longitud varía de 2 a 2.5 ft. La zapata perforadora es colocada directamente a la última junta de liner a cementar una vez que se ha perforado hasta TD.

Partes de una zapata perforadora:

- **La cara:** Es la parte frontal y plana de la zapata, fabricada de una aleación de aluminio, protegida de la erosión por una capa delgada de carburo de tungsteno denso, que garantiza su perforabilidad.
- **Los chorros:** Son fabricados de metal suave (cobre) y una capa de cerámica fuerte. Permiten limpiar y enfriar la estructura de corte y transportar los ripios a través del anular hasta la superficie.
- **Las aletas:** Diseñadas para suministrar separación entre el revestidor y las paredes del hoyo al realizar la cementación, proporcionan apoyo a las estructuras de corte y definen los patrones de flujo hidráulico y brindar protección contra el desgaste del cuerpo de la zapata.
- **Estructuras de corte:** Están formadas de carburo de tungsteno o diamante térmicamente estable. El hombro de éstas se presentan bloques afilados de carburo de tungsteno o cortadores PDC respectivamente.
- **El cuerpo:** Está fabricado de una aleación de acero, del mismo o mayor grado del revestidor. Su función es dirigir y controlar el fluido de perforación y proporcionar un medio de conexión con la tubería de revestimiento.
- **Caja:** La zapata perforadora posee una conexión de caja integral (no utiliza acoplamiento) de manera que el pin del revestidor o camisa quede insertado dentro de la herramienta.

La zapata perforadora con la que se decidió hacer este estudio es de la empresa Weatherford, marca Defyer DT, está diseñada para Drilling-with-casing o liners. Esta herramienta incorpora cortadoras PDC en el hombro con un corte de diamante patentado con una estructura montada en cuchillas perforables. Está disponible en una amplia gama de tamaños de 4 ½" a 30". y de 3, 4 y 5 cuchillas. Para optimizar el rendimiento hidráulico de estas herramientas, existe una gama de boquillas perforables intercambiables disponibles.

Se adjunta en el Anexo I, la ficha técnica de la zapata perforadora, con sus respectivas especificaciones.



Figura 1. 21 Defyer™ DT Series, Casing Bits
Fuente: Weatherford International Ltd., 2018

FLOAT COLLAR

Llamado también Collar Flotador, es un tramo corto de tubería de revestimiento, el cual provee la seguridad de una válvula de contra presión extra o contra flujo, no permitiendo el retorno de cemento hacia el liner durante la operación de cementación primaria también reduce la contaminación alrededor de la zapata; se instala de 1 a 3 tramos arriba de la zapata. Todas sus partes internas son fabricadas con materiales fácilmente perforables.

La selección del equipo de flotación para la operación de un Liner es importante ya que depende de las condiciones del pozo, las fallas en el equipo de flotación pueden resultar en costosos trabajos de corrección de la cementación, por lo tanto, debe ser compatible con la Zapata.

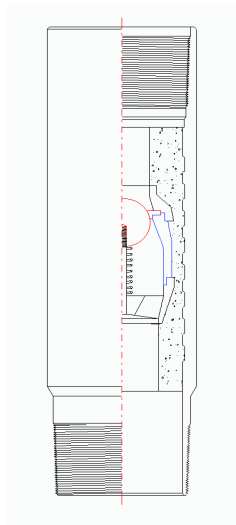


Figura 1. 22 Float Collar
Fuente: TIW., 2017

UBHO

El UBHO (Universal Bottom Hole Orientation), es una herramienta de pesca y técnicamente está diseñada para herramientas MWD tipo recuperables wireline. Usualmente se usa en el BHA de perforación direccional, denominado también sub-zapato de mula (mulesho sub), este dispositivo normalmente se ejecuta directamente debajo de un collar de perforación y contiene una manga de aterrizaje para el equipo de inspección direccional. (UBHO Subs, s.f.)

El UBHO es esencial para conocer la orientación de las herramientas en el pozo. Su función es permitirle al operador cambiar la dirección del pozo sin tener que retirar todo el aparato para reemplazar el whipstock.



Figura 1. 23 UBHO
Fuente: RDE Technology., 2018

GYRO

Denominado también como giroscopio, es un instrumento extremadamente preciso y de gran fiabilidad para la medición de pozos. Compuesto por tecnología en sensores de fibra óptica, este instrumento opera en modo batería y opcionalmente telemetría a tiempo real.

Este instrumento de medición continua puede medir con precisión diferentes perfiles de pozo, proporciona datos direccionales como: acimut e inclinación a cualquier intervalo dentro de todo tipo de tuberías. De esta manera mejora la resolución de los surveys, permitiendo entregar el registro de survey cada pie o incluso intervalos tan pequeños como cada centímetro.

El Gyro se ejecuta en un conductor eléctrico por cable mono-conductor Wireline, el cual proporciona la información del survey en tiempo real; se incorpora a un PC de campo para la configuración y el control del Gyro.



Figura 1. 24 Reflex Gyro
Fuente: Reflex Gyro., 2017

LANDING COLLAR

Llamado también collar de acoplamiento es utilizado para recibir el tapón de desplazamiento del liner conjuntamente con el tapón de la sarta de trabajo, durante la operación de cementación del liner.

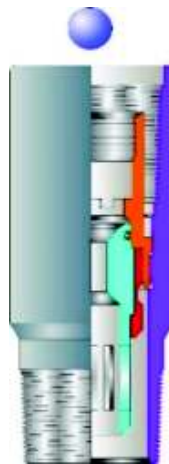


Figura 1. 25 Landing Collar
Fuente: TIW., 2018

LINER

Es una sarta de revestimiento que no se extiende hasta el extremo superior del pozo (cabezal del pozo), es decir con su tope por debajo de la superficie del pozo, en la mayoría

de los casos el liner es suspendido en un revestimiento anterior por medio de un colgador de liner (liner hanger).

Este tipo de tubería presenta un diámetro exterior de 4 ½" a 7", la cual es cementada en la totalidad su longitud, sus funciones son idénticas a las tuberías de producción.

IMPORTANCIA DE CORRER UN LINER

- Reducir costos en tubería.
- Cubrir el hueco abierto por debajo de un revestimiento anterior
- Aislar zonas problemas.
- Controlar formaciones inconsolidadas o plásticas en la formación o fractura.
- Reparar daños en revestimientos intermedios e intermedios.
- Cuando la cementación no es posible hacerla convencionalmente.

REQUERIMIENTOS PARA CORRER UN LINER:

El diseño para correr un liner es un poco complejo ya que se requiere de cierta información como:

- Diámetros, peso, grado de acero y profundidad del casing.
- Diámetros, peso, grado de acero, tipo de rosca y profundidades del liner.
- Temperatura del pozo a la profundidad del Liner.
- Tipo de lodo.
- Tipo de completación
- Tamaño, condición y desviación del pozo

TIPOS DE LINER Y APLICACIONES

Liner de perforación: Este tipo de tubería se utiliza para permitir operaciones de perforación más profundas, aislando intervalos altamente presurizados, zonas de pérdida de circulación o zonas de derrumbe. Al cementar estos liners permiten aislar las formaciones que están detrás de estos, de los fluidos del pozo, generalmente suelen ser colocados luego de un casing intermedio.

Liner de producción: Esta tubería se coloca en la sección interior del revestidor de producción. Los liners de producción deben ser compatibles con los equipos de terminación, así como también ser capaces de soportar cargas adicionales en los trabajos de producción y fracturamiento, por lo que requieren de tiempo más largos que el resto de liners. Su aplicación principal se realiza en pozos exploratorios debido a que se pueden

probar las zonas de interés sin el gasto de una sarta completa. Generalmente son usados para colgar revestimientos de producción.

Stub Liner: Se lo utiliza para reparar secciones desgastadas o dañadas en el casing sobre un liner existente, con el fin de proveer protección extra debido a la presión y/o corrosión. El Stub liner se extiende desde el tope de liner a un punto intermedio del casing y es cementada parcialmente.

Tie-back liner: Este tipo de tubería se conecta hasta superficie del pozo es decir hacia el cabezal usando una sarta de revestimiento denominada como “tie back”, cuando el pozo está completado. Su principal función es aislar el revestidor usado y gastado que no puede resistir incrementos de presión al continuar la perforación, con el objetivo de proporcionar integridad de presión desde el tope del liner al cabezal del pozo.

Scab liner: La principal función de este tipo de liner es reparar o aislar zonas de revestimiento dañadas. Este tipo de liner se extiende desde cualquier punto por debajo de la zona dañada del revestidor hasta otro punto por encima de la zona a reparar.

La ensambladura básica de los liners se puede observar en la siguiente figura:

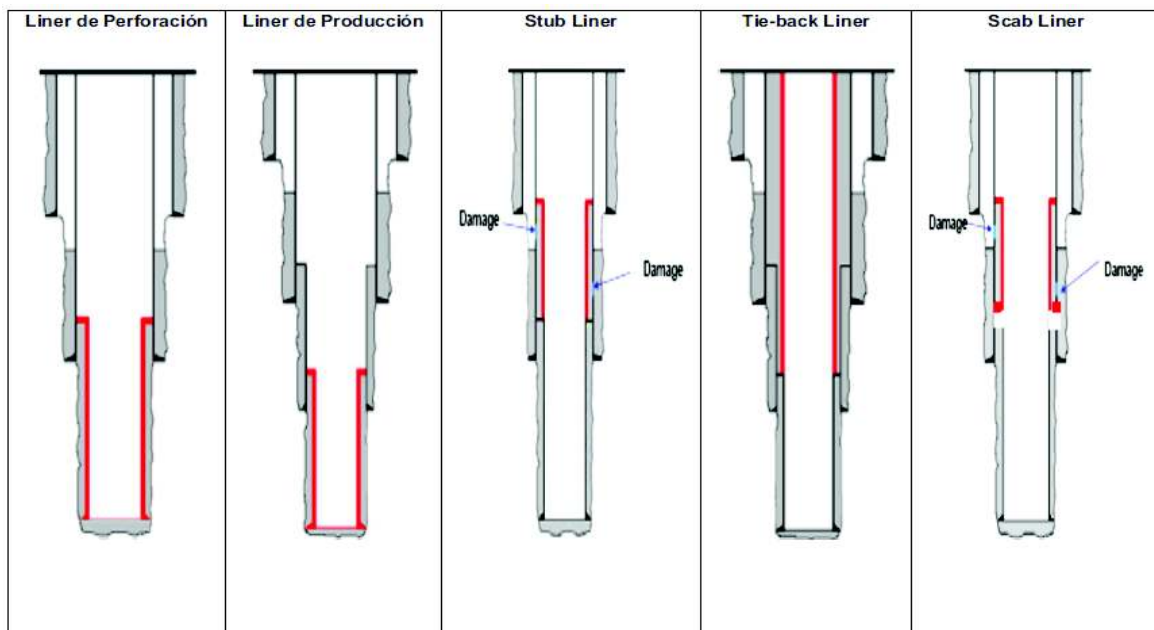


Figura 1. 26 Tipos de Liners
Fuente: TIW., 2018

PROPIEDADES

En el diseño de la tubería de revestimiento como el liner se consideran:

- a) Rango

- b) Tamaño
- c) Grado
- d) Peso
- e) Conexión y tipo de rosca

a) Rango

Esta propiedad hace referencia a la longitud de la tubería, según lo establecido por la norma API 5CT/ISO 11960.

Tabla 1. 3 Tipos de rangos de tubería de revestimiento

Rango	Longitud (ft)	Longitud (m)	Max. Var. Perm. (ft)
1	16 - 25	4.88 - 7.62	6
2	25 - 34	7.62 - 10.36	5
3	34 - 48	10.36 - 14.63	6

Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: Hernández, 2019

El rango tres es el más comúnmente utilizado en las tuberías de revestimiento.

b) Grado de acero

Debido a las propiedades físicas y mecánicas de la tubería de revestimiento dependen de la composición química del acero y el tratamiento térmico que recibe durante su fabricación.

El API ha designado el grado de acero de la tubería de revestimiento, definiendo la característica del esfuerzo de cedencia en miles de psi; el cual consiste en una letra que fue seleccionada arbitrariamente seguida por un número el cual representa el mínimo esfuerzo a la cedencia del acero en miles de psi.

Tabla 1. 4 Grados de acero de revestidores recomendados por API

GRUPO	GRADO			
1	H-40	J-55	K-55	N-80
2	C-90, C-95	L-80	T-95	T-95
3	P-110			
4	Q-125			

Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: TIW., 2018

c) Tamaño

Es el diámetro exterior, se refiere al cuerpo de la tubería de revestimiento que determina el tamaño mínimo del agujero en el que puede ser corrida la tubería, de acuerdo con la norma API 5CT/ISO 11960.

Tabla 1. 5 Propiedades del diámetro exterior en una tubería de revestimiento

Diámetro exterior	Tolerancia hacia arriba	Tolerancia hacia abajo
Diámetro $\geq 4 \frac{1}{2}$ "	1% del diámetro	0.5% del diámetro

Elaborado por: Melissa Condoy

Fuente: Hernández., 2019

d) Conexiones y tipos de rosca

Para el caso de nuestro estudio, se mencionará solo conexiones de liner, tanto en conexiones tanto API como Premium.

Las conexiones de tubería son parte fundamental de la sarta, así como también la selección del acero, por ello las conexiones no deben ser la parte más débil de la columna sino por el contrario tienen que ser herméticas y capaces de soportar cualquier esfuerzo al que se someterá la tubería. Pueden seleccionarse en función de las características del pozo o de las condiciones de servicio que estará sometida.

Conexiones API:

Llamadas también roscas convencionales, es un método utilizado para mantener unidad mecánicamente dos piezas de tubería y debe mantenerse como un elemento monolítico. (American Petroleum Institute, 2010 pag.4).

Una conexión está constituida por dos o tres elementos principales: un piñón (roscado externamente), una caja (roscado internamente) y la rosca.

Redonda: Fueron las primeras que se utilizaron para conectar tramos de tubos en los inicios de la perforación de pozos petroleros, el perfil de la rosca tiene hilos y raíces redondeadas con un ángulo de 30° con la vertical al eje de la tubería. El acople de esta rosca se fabricaba con hilos en forma de "V" de 60°, con poca o nula conicidad ($\frac{3}{4}$ de pulgada por ft) y de crestas afiladas sobre el diámetro para todos los tamaños.

La conexión corta, **STC** tiene 8 cuerdas o hilos por pulgada y ahusamiento de 0.75" por ft. En la conexión larga, **LTC** el avance de la rosca se ha aumentado de 8 a 10 hilos por pulgada para dar mayor resistencia de adherencia

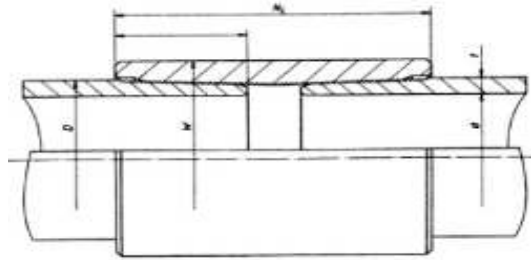


Figura 1. 27 Conexión Redonda API
Fuente: Schlumberger., 2018

Buttress: Denominada también como rosca trapecoidal o BTC, es una de las primeras conexiones acopladas que apareció en el mercado petrolero mundial durante los años treinta. Es considerada la madre de las conexiones acopladas. (Birrantes, 2005)

Tiene forma cuadrada, diseñadas para resistir alta tensión a las cargas axiales de compresión y en adicción a ofrecer resistencias a las filtraciones, mayores que la rosca redonda.

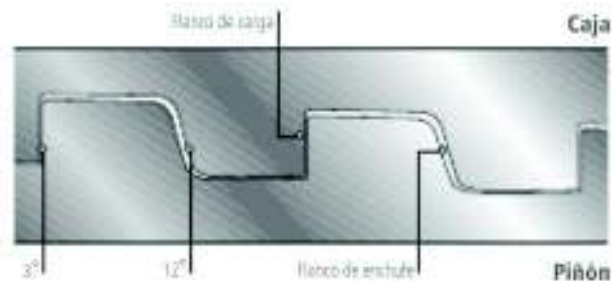


Figura 1. 28 Diagrama del perfil general de la Rosca Buttress
Fuente: Schlumberger., 2018

Conexiones Premium:

Fueron desarrolladas en los inicios de los años 70's, debido a que las conexiones convencionales no tenían un buen desempeño. Son roscas de alto rendimiento, se encuentran disponibles en variadas configuraciones y están diseñadas generalmente para proporcionar un sellado hidráulico superior, facilidad de enrosque y una capacidad de tracción mejorada. Las áreas de sellado de las conexiones roscadas premium son independientes del perfil de filete y se incluyen como dos o tres áreas en la unión de la tubería, proporcionando cierta redundancia.

Tenaris Blue: Diseñadas para los pozos más complejos y sensibles al medio ambiente y para ser calificadas bajo la norma ISO 13679 CAL IV. Estas conexiones son la elección perfecta para pozos de alta presión y temperatura (HP/HT) en todas partes del mundo. Provee sello de metal-metal de presión interna y externa al 100% y el gran paso y robustez

de la rosca junto con una mayor conicidad, mejora el emboque y permite un enrosque más sencillo (TenarisHydril, 2010).



Figura 1. 29 TSH-BLUE
Fuente: TenarisHydril., 2010

TenarisHydrill 513: Posee alta capacidad de compresión brindada por el flanco de carga del ángulo invertido de la rosca, hace que la sea apropiada para las más severas aplicaciones de compresión. Provee un sello metal-metal con capacidad de 100% a presión interna incluso bajo altas cargas axiales (TenarisHydril, 2010).



Figura 1. 30 TSH W513
Fuente: TenarisHydril., 2010

TenarisHydrill 563: Esta rosca provee capacidad de 100% para tensión y compresión provista por el perfil de rosca tipo cola de milano, sello metal-metal, resistente al colapso, con capacidad de 100% a presión interna incluso bajo altas cargas axiales, creado por un contacto completo de los hilos con cola de milano, suministrando asimismo un sello interno secundario (TenarisHydril, 2010).



Figura 1. 31 TSH W563
Fuente: TenarisHydril., 2010

VAM TOP: Es una conexión acoplada ideal para la tubería de producción y revestimiento. Con su sistema patentado de sello metal a metal, provee una excelente hermeticidad al gas aún bajo las más severas cargas combinadas, como en pozos de alta presión, desviados u horizontales y con ambientes hostiles. Supera la mayoría de las conexiones PREMIUM diseñadas según requisitos de tubería de producción y revestimiento. (VAM TOP, 2010)



Figura 1. 32 Conexión VAM TOP
Fuente: Vam Top Equivalent Tubing., 2014

ANILLOS DE TORQUE

Los anillos de torque son accesorios que incrementan la capacidad de torque, permitiendo rotar la tubería de revestimiento hasta el fondo o girarla durante la cementación. Pueden ser utilizado tanto para las operaciones de corridas de revestimiento y liner/casing drilling, como en las de cementación, permitiendo que este uniformemente y mejor distribuido

alrededor del casing; ya que evitan la turbulencia que se formaría dentro del casing, en el caso de no tenerlos.

Permite ser una alternativa a la Conexión Premium, a un costo razonable y con altos performance. Los anillos de torque pueden ser usados en conexiones LT&C, BTC, BUTTRESS USS, EUE, ST&C, vienen codificados por colores, para ser instalados de acuerdo a la longitud que se requiera.

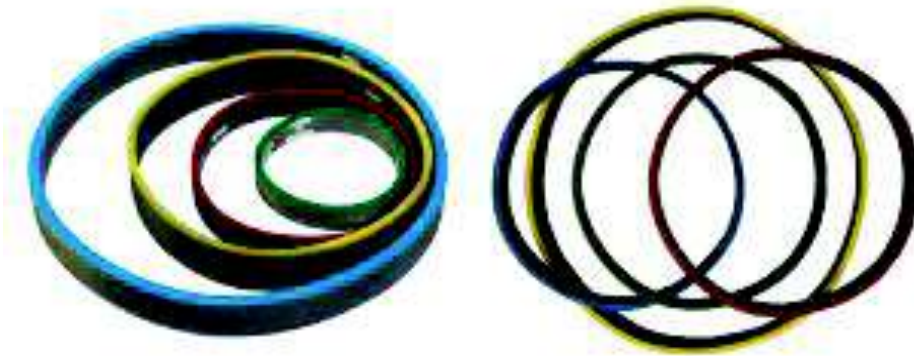


Figura 1. 33 Anillos de Torque
Fuente: Progressive Supplies Sas., 2018

Los anillos de torque, para el análisis de torque y arrastre son anillos tipo Multi Lobed Torque (MLT), son compatibles con las tolerancias de ajuste API completas mediante la selección de cuatro longitudes para cada tamaño y peso de los casings, liners o tubería. Debido a que permite que el hombro de par positivo aumente la capacidad de torsión de las roscas API en la perforación, por lo tanto, genera permite rotación de los revestimientos sin dañar las roscas.

La instalación del anillo MLT es rápida y fácil, y se puede hacer en el pozo, en el patio de tuberías y/o en la fábrica.

LINER HANGER X-PAK

Un sistema de colgador de liner, son todos los equipos, accesorios y herramientas que se utilizan para asentar y fijar el colgador, para posteriormente correr el liner dentro de un pozo, algunas de estas herramientas son recuperadas para futuras instalaciones. Los colgadores de liner tienen como función principal mantener el peso del liner por debajo del colgador y aislar la presión diferencial sobre y debajo del liner; eliminando un trabajo de squeeze o un viaje adicional para un packer superior del liner.

Un colgador de liner expandible es una de las tecnologías actualmente más utilizadas en la industria petrolera, debido a que elimina o reduce problemas ocasionados por el uso de colgadores convencionales como: el uso de múltiples cuñas en trayectorias de flujo tortuosas, múltiples parches para fugas, exposición de partes hidráulicas, entre otras, su diseño es mucho más sencillo porque no posee partes móviles en el ensamble del colgador y funciona como: colgador y packer. El liner hanger X-Pak, es un dispositivo que permite sellar el espacio anular utilizando la tecnología expandible para posteriormente ser usado en tubulares convencionales, proporcionando un sello metal-metal fiable inclusive en presencia de gas en relación con cualquier otra herramienta de fondo, puesto que estas herramientas pueden ser operadas en las zonas más difíciles del pozo.



Figura 1. 34 Liner Hanger X-Pak
Fuente: TIW., 2018

1.6.4.3. HERRAMIENTA DE CORRIDA

SYSTEM MULTI-PISTON SETTING TOOL

La herramienta de ajuste de pistones múltiples proporciona la potencia para impulsar el mandril expansor dentro del cuerpo del colgador. El tamaño del liner, el porcentaje de expansión y el diseño del casing determinan la presión superficial que normalmente oscila entre 3000 y 4500 PSI. La activación del setting tool es controlada con un anillo de corte que permite las presiones de circulación necesarias para el desplazamiento del cemento o las operaciones de perforación sin preocuparse por la expansión prematura del colgador.

El setting tool proporciona capacidades de liberación dual para liberar la herramienta del colgador una vez completada la expansión. La función de liberación automática incorpora un anillo de corte en la parte superior de la pinza y un conjunto de roscas de ajuste en el mandril del setting tool.

El perfil giratorio RP Sub ubicado debajo del colgador y la sección RP Dog del setting tool proporciona una capacidad de rotación y / o perforación. Se ha agregado una característica de liberación de embrague hidráulico para desactivar los dogs RP durante el proceso de expansión del colgador y permitir que el setting tool se libere con una liberación rotatoria.



Figura 1. 35. Sistema Multi-Piston Setting Tool
Fuente: TIW., 2018

CAPITULO II

ESTUDIO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

En el presente capítulo se recopiló información sobre la perforación convencional en la sección de 8 ½", que se llevó a cabo en cuatro pozos: TAPI-A001I, TAPI-09D, localizados en el Campo Tapi-Tetete y YCAE-028, YCAF-029, localizados en el Campo Yuca.

En el Ecuador hasta la fecha, se ha venido perforando pozos exploratorios, de desarrollo y de producción en diferentes campos que conforman la Cuenca Oriente, pero a pesar de los años y la experiencia adquirida, no ha sido una tarea fácil, en especial al perforar la zona de producción; pues es la más importante ya que representa la futura producción de petróleo, por ende representa casi todo el valor tanto económico y técnico del pozo.

La problemática severa en esa zona es debido a la pérdida de circulación, por la gran diferencia de presiones que muchas veces han generado días adicionales o NPT's, derrumbes en el open hole e inestabilidad del mismo, que ocasiona pega de tubería o en el peor de los escenarios la pérdida del pozo; requiriendo operaciones de desvíos laterales (Sidetraks).

Si a pesar de la problemática citada se logra recuperar la sarta a superficie controlar la circulación de los recortes, se procederá a correr el Liner a fondo, cementar y colgar el Liner Hanger en las mismas condiciones severas. Ante esta realidad, se planteó dos escenarios diferentes de perforación, debido a la litología de los dos campos, evaluando así la posibilidad de perforar con la técnica Liner Drilling aplicando el método Simple Drill Down, para así minimizar este tipo de riesgos operacionales.

2.1. POZO TAPI-A001I

El pozo TAPI-A001I (TAPI-RW1), se perforó como un pozo direccional tipo "S", con el objetivo de inyectar agua en los reservorios de la Formación Orteguzaza y Tiyuyacu; alcanzando una profundidad total de 9700 ft en MD y 9391.43 ft en TVD. Se iniciaron operaciones de perforación el 24 de Febrero del 2014 a las 20:30 horas y finalizaron el 23 de Marzo del 2014 a las 18:00 horas. El pozo Tapi-A001I fue perforado en 4 secciones de 26", 16", 12 ¼" y 8 ½", fueron revestidas con casing de 20", 13 3/8", 9 5/8" y 7" respectivamente. (Ver figura 2. 1)

2.1.1. SECUENCIA OPERACIONAL EN LA SECCIÓN DE 8 ½”

Para la perforación de esta sección se utilizó un solo BHA direccional #1, el cual permitió perforar rotando desde 9250 ft hasta 9700 ft TD. Posteriormente se realiza viaje de calibración en la sección 8 ½” y viaje de reacondicionamiento en hoyo abierto. Se ejecuta corrida de liner de 7”, 15 juntas C-95, 26 lbs/ft, BTC; cementación y expansión del colgador de liner 9 5/8” x 7”. Finalmente se recuperó setting tool con éxito.

La configuración del BHA de perforación, propiedades de la broca y lodo, utilizados para perforar la sección de 8 ½” se puede observar en la Tabla 2.1

2.2. POZO TAPB-09D

El pozo TAPB-09D (TAPI-B009), es un pozo de direccional tipo “S”, cuyo principal objetivo fue la Formación Napo (Arenisca “U” y “T”) alcanzando una profundidad total de 9340 ft (MD) y 9287.27 ft (TVD). Se iniciaron operaciones de perforación el 3 de Abril del 2014 a las 06:00 horas y finalizaron el 24 de Abril del 2014 a las 06:00 horas.

El pozo TAPB-09D fue perforado en 4 secciones de 26”, 16”, 12 ¼” y 8 ½”, fueron revestidas con casing de 20”, 13 3/8”, 9 5/8” y 7” respectivamente. (Ver Figura 2. 2)

2.2.1. SECUENCIA OPERACIONAL EN LA SECCIÓN DE 8 ½”

Para la perforación de esta sección se utilizó 3 BHA's de perforación y 2 BHA's para la toma de dos núcleos. El BHA direccional # 1 perfora rotando desde 8920 ft hasta 9083 ft, posteriormente se armó BHA # 2 con la misma configuración que el anterior para perforar hasta los 9207 ft y tomar núcleos. Se arma BHA direccional # 3 continuando con la perforación hasta llegar exitosamente a TD, 9340 ft MD. Se realiza viaje de reacondicionamiento de hoyo abierto. Se arma equipo de registros eléctricos convencionales mediante las sondas # 1 y # 2 respectivamente, registrando sección 8 ½”. Se procedió a la corrida de liner 7”, C-95, 26 lb/ft, BTC. Exitosamente se cementa el liner y se expande el colgador de 9 5/8” x 7”, recuperando setting tool hasta superficie.

La configuración de los BHA's, propiedades de la broca y lodo, utilizados para perforar la sección de 8 ½” se puede observar en la Tabla 2.1

2.3. ESQUEMAS MECÁNICOS, CONFIGURACIÓN DE BHA'S DE PERFORACIÓN, PROPIEDADES DE LA BROCA Y LODOS, DE POZOS EN EL CAMPO TAPI-TETETE

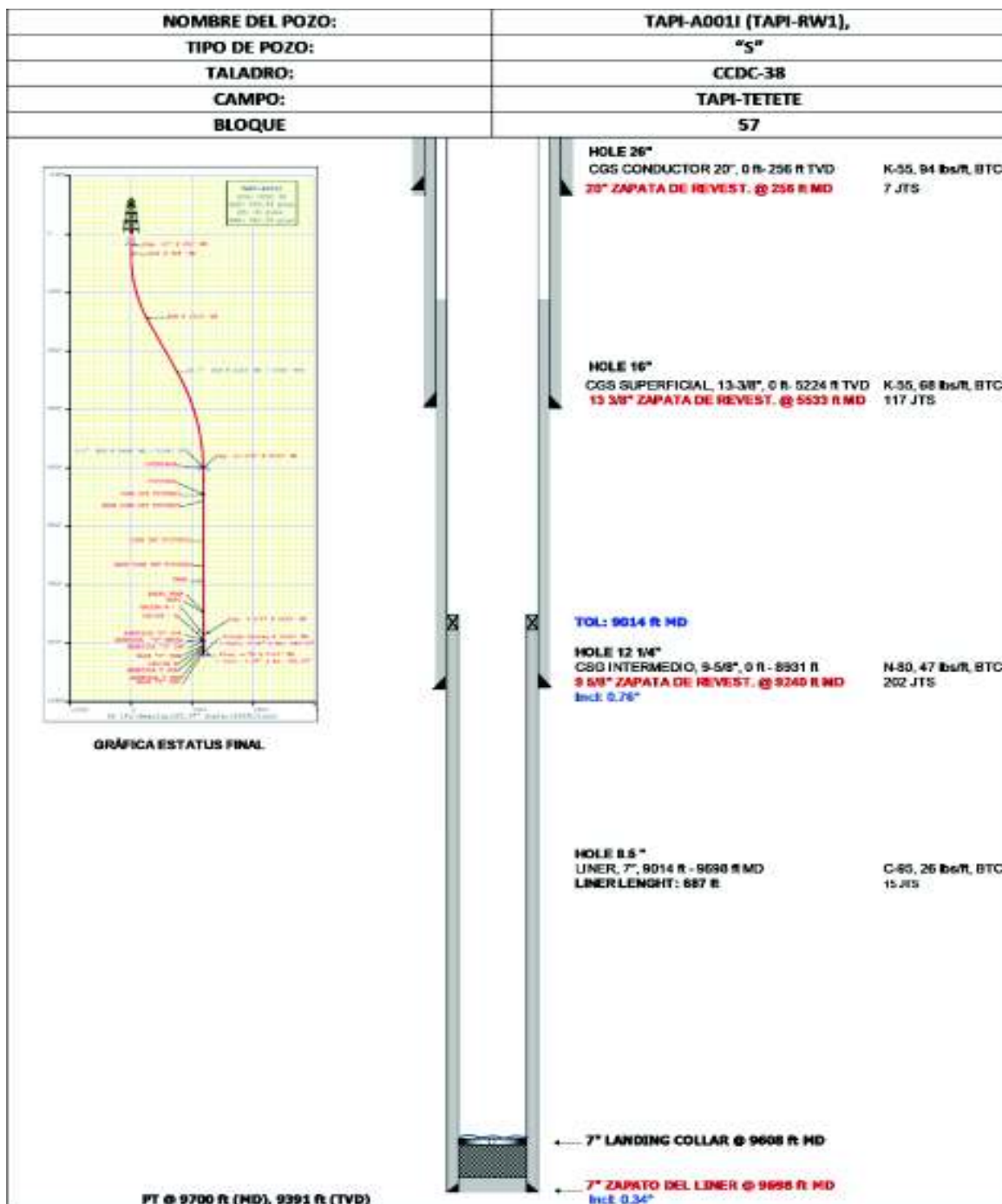


Figura 2. 1 Esquema Mecánico del Pozo TAPI-A001I

Elaborado por: Melissa Condoy

Fuente: Petroamazonas EP., 2018

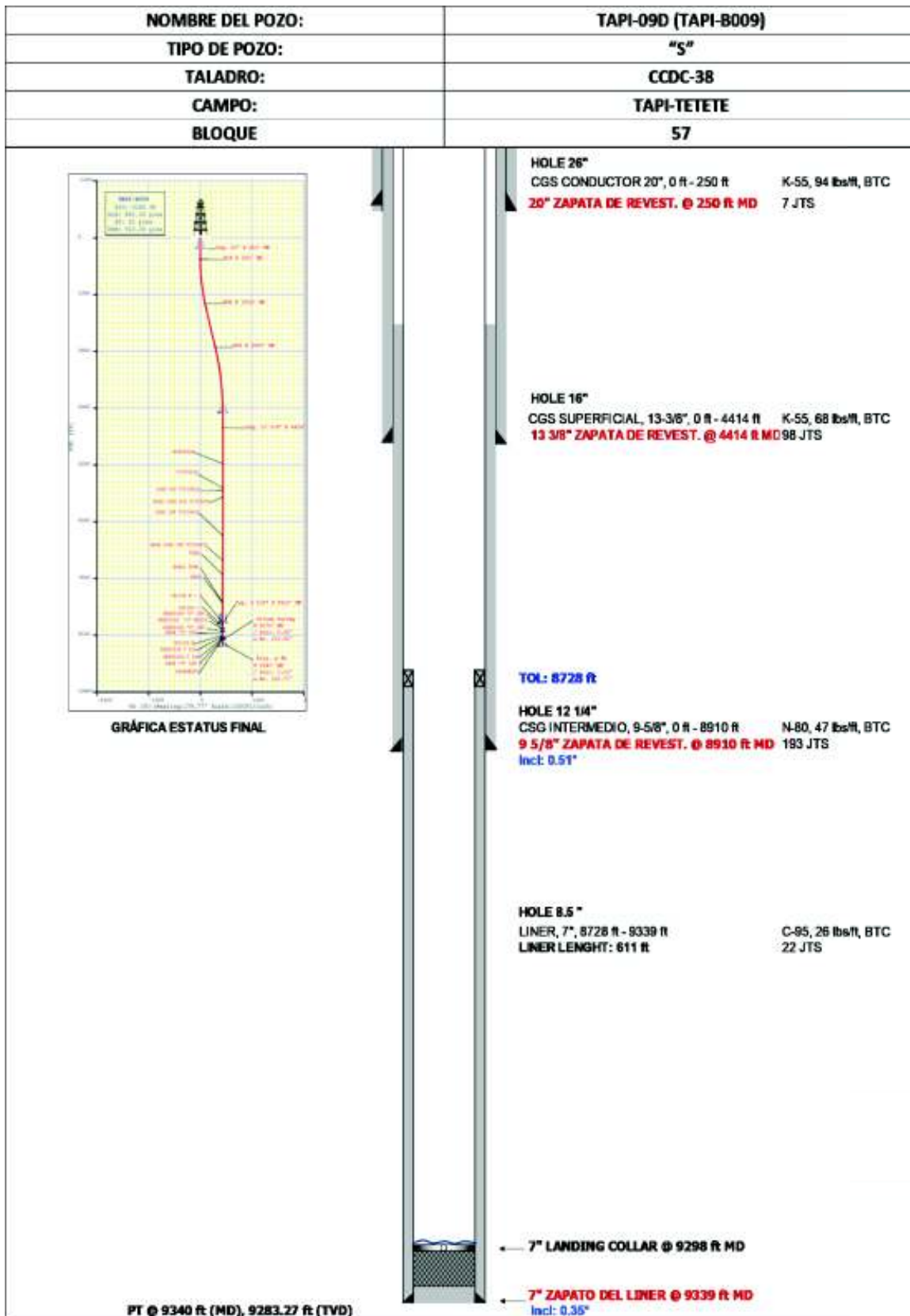


Figura 2. 2 Esquema Mecánico del Pozo TAPB-09D

Elaborado por: Melissa Condoy
 Fuente: Petroamazonas EP., 2018

Tabla 2. 1 Configuración de BHA's de perforación, propiedades de la broca y lodos, TAPI-A0011 y TAPB-09D

POZO		TAPI-A0011			TAPB-09D						
BHA#		1			1	2	3				
Punto inicio de perforación		9270.00			8911.00	9083.00	9207.00				
Punto final de perforación		9700.00			9083.00	9207.00	9340.00				
Item #	Description	OD	ID	Length (ft)	OD	ID	Length (ft)	OD	ID	Length (ft)	
1	Polycrystalline Diamond Bit	8.500	-	0.75	8.500	-	0.75	8.500	-	0.79	
2	Positive Displacement Motor	8.012	-	25.88	8.125	-	25.88	8.125	-	25.88	
3	Float Sub	6.750	3.750	3.35	6.812	3.750	3.35	6.812	3.750	3.35	
4	Integral Blade Stabilizer	8.375	2.875	6.60	8.250	2.875	6.65	8.250	2.875	6.65	
5	Muleshoe Sub	6.750	3.062	3.61	6.812	3.062	3.65	6.812	3.062	3.65	
6	MWD tool	6.750	3.250	30.36	7.937	3.500	30.93	7.937	3.500	30.93	
7	Non-Mag Pony Collar	6.430	2.875	29.98	6.625	3.125	33.66	6.625	3.250	33.66	
8	Drill Collar	6.500	2.875	29.40	6.250	2.125	60.65	6.250	2.125	60.65	
9	Heavy Weight Drill Pipe	5.000	3.000	702.67	5.000	3.000	736.13	5.000	3.000	736.13	
10	Drilling Jar	6.500	3.000	31.75	6.500	3.000	32.52	6.500	3.000	32.52	
11	Heavy Weight Drill Pipe	5.000	3.000	123.31	5.000	3.000	91.98	5.000	3.000	91.98	
		TOTAL			987.66	TOTAL		1026.15	TOTAL		1026.19
PROPIEDADES DE LA BROCA		TAPI-A0011			TAPB-09D						
Marca		SMITH			SMITH	SMITH	SMITH	SMITH			
Tipo		MSi616UPX			MSi616UPX	MSi616UPX	MSi616UPX	GFI45OD2RDPD			
Boquillas		3X11, 3X12			3X11, 3X12	3X11, 3X12	3X11, 3X12	3X18			
Intervalo [ft]		460			172	64	91				
Peso sobre la broca x 1000 lbs		5- 20			10 - 20	10 - 20	10 - 23				
RPM		80 - 70			60 - 70	70	60				
ROP (ft/hr)		52			43	52	8.5				
LODO		TAPI-A0011			TAPB-09D						
Tipo de lodo		Kla Shield NT			Kla Shield NT						
Peso [lpg]		9.1 - 9.4			8.9 - 9.3						
Viscosidad Embudo [seg./qt]		61 - 70			55 - 70						
Viscosidad Plástica [cps]		25 - 28			22 - 26						
Punto Cedente [lbs/1000ft ²]		22 - 29			22 - 28						

Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: Petroamazonas EP., 2018

2.4. POZO YCAE-028

El pozo YCAE-028, es un pozo de desarrollo tipo "J", fue perforado desde la plataforma "YUCA" cuyo principal objetivo fue la arena "U" Inferior. Se iniciaron operaciones de perforación el 21 de Noviembre de 2013 a las 11:00 horas y finalizaron el 28 de Diciembre de 2013 a las 06:00 horas.

Este pozo fue perforado en 4 secciones de 26", 16", 12 ¼" y 8 ½", pero solo fueron revestidas con casing de 20", 13 3/8" y 9 5/8" (Ver Figura 2. 3)

2.4.1. SECUENCIA OPERACIONAL EN LA SECCIÓN DE 8 ½”

Se armó BHA direccional # 1, perforando desde 9870 ft MD hasta 10580 ft TD. Se realiza corrida de registros con las sondas #1 y # 2, con la última herramienta a 10074 ft para toma de puntos de presión, se tiene herramientas pegadas, a pesar del intento de liberar la sonda, se procede a realizar operaciones de pesca, utilizando un total de 3 BHA's de pesca, a pesar de ello todas las operaciones no tuvieron éxito, obteniendo como resultado 127.5 horas de NPT. Debido a ello se procede a realizar Sidetrack.

La configuración de los BHA's, propiedades de la broca y lodo, utilizados para perforar la sección de 8 ½” se puede observar en la Tabla 2. 2

2.4.2. POZO YCAE-028ST1

El pozo YCAE-028, presentaba problemas operacionales de perforación en la sección de 8 ½”, obteniendo como resultado pega de tubería al correr registros eléctricos, por lo cual se realizó un Sidetrack, denominando al pozo como YCAE-028ST1.

El objetivo principal geológico para el pozo YUCA-E028ST, es la Arenisca “U” y “T” inferior, así como las zonas Hollín superior e inferior, la ventana inicia a 9867 ft MD hasta alcanzar TD a 10575 ft MD. (Ver Figura 2. 4)

2.4.2.1. SECUENCIA OPERACIONAL EN LA SECCIÓN DE 8 ½”

Las operaciones de perforación iniciaron el 22 de Diciembre de 2013 a las 12:00 horas. Se armó BHA convencional # 1, perforando desde 9867 ft MD donde se inició Sidetrack, hasta 10104 ft MD y sacando BHA a superficie. Posteriormente se armó BHA direccional # 2, se bajó hasta 10104 ft MD, perforando y registrando hasta 10578 ft TD, se circula y saca el BHA hasta superficie.

Se procedió a la operación de la corrida de Liner de 7”, 23 juntas, C-95, BTC. Se cementa, circula, expande colgador y se recupera a superficie setting tool con éxito.

Se finalizó operaciones de perforación del pozo YACE-028ST1 el día 28 de Diciembre de 2013 a las 06:00 horas.

La configuración de los BHA's, propiedades de la broca y lodo, utilizados para perforar la sección de 8 ½” se puede observar en la Tabla 2.1

2.4.3. ESQUEMAS MECÁNICOS, CONFIGURACIÓN DE BHA'S DE PERFORACIÓN, PROPIEDADES DE LA BROCA Y LODOS

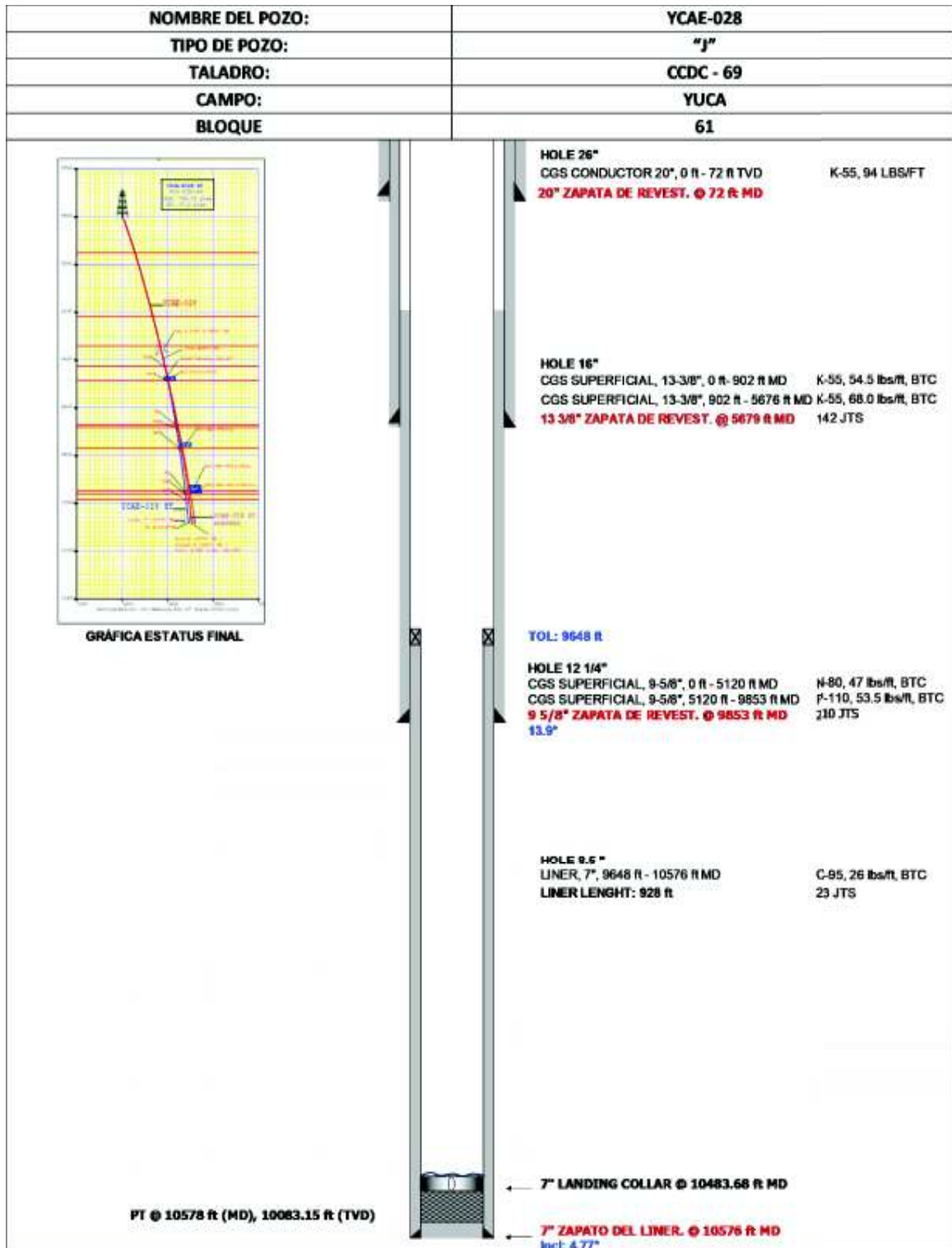


Figura 2. 3 Esquema Mecánico del Pozo, YCAE-028

Elaborado por: Melissa Condoy
 Fuente: Petroamazonas EP., 2018

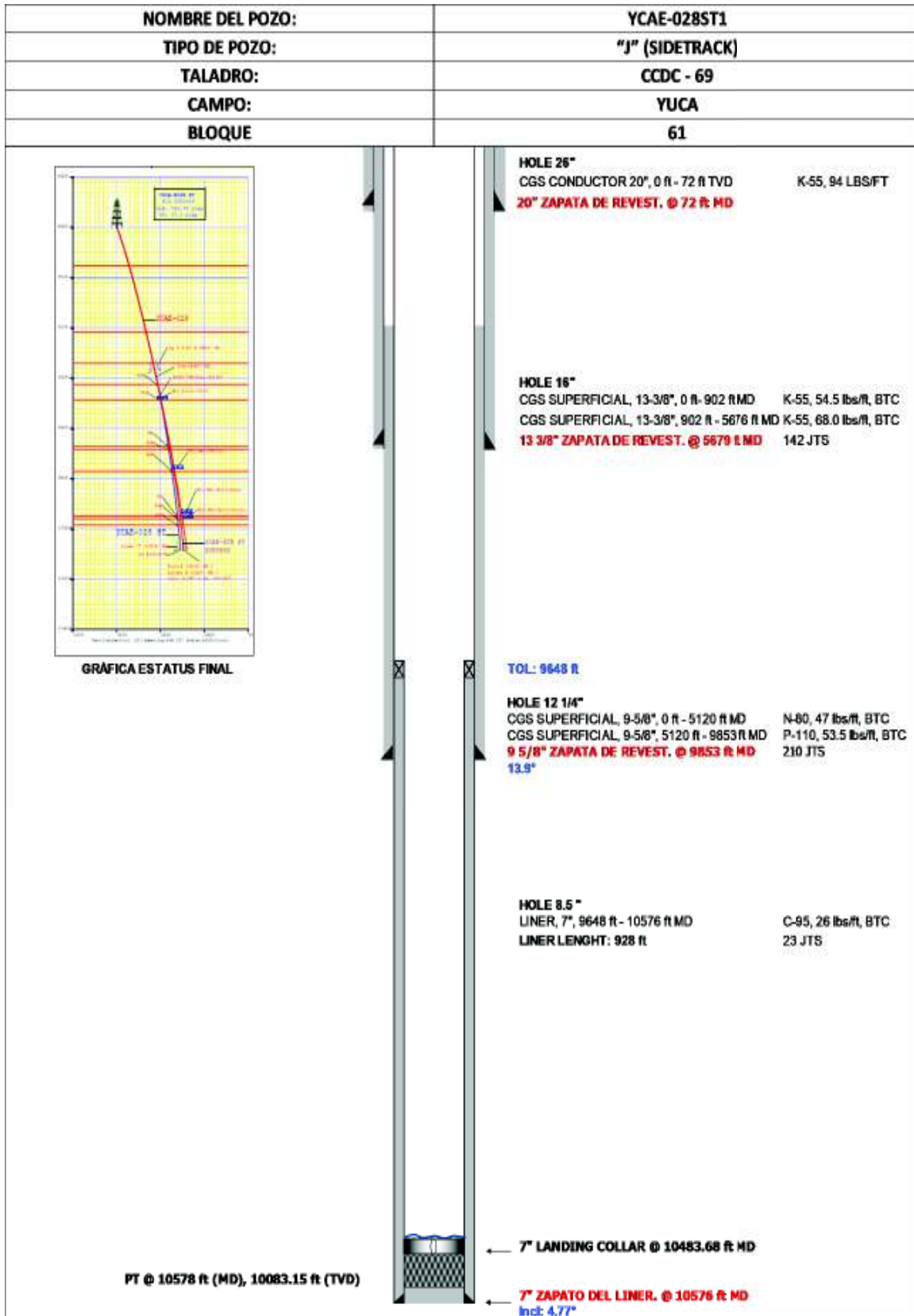


Figura 2. 4 Esquema Mecánico del Pozo, YCAE-028ST1
Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: Petroamazonas EP., 2018

Tabla 2. 2 Configuración de BHA's de perforación, propiedades de la broca y lodos, YCAE-028 y YCAE-028ST1

POZO		YCAE-028										YCAE-028ST1									
BHA#		1					2					3									
Punto inicio de perforación		9862					9867.00					10,104.00									
Punto final de perforación		10580					9867.00					10,578.00									
Item #	Description	OD	ID	Length (ft)	Item #	Description	OD	ID	Length (ft)	Item #	Description	OD	ID	Length (ft)							
1	Polycrystalline Diamond Bit	8.500	-	0.84	1	Tri-Cone Bit	8.500	-	0.84	1	PDC BIT	8.500	-	0.91							
2	Positive Displacement Motor	6.750	-	24.59	2	Bit Sub	6.500	3.250	2.00	2	Positive Displacement	8.250	-	24.09							
3	Float Sub	6.750	2.875	3.33	3	Drill Collar	6.500	2.940	30.67	3	Float Sub	6.750	-	3.34							
4	Integral Blade Stabilizer	6.750	2.875	7.21	4	Integral Blade Stabiliz	6.500	2.940	7.21	4	Non-Mag Pony Collar	6.750	2.875	12.21							
5	Non-Mag Drill Collar	6.750	2.875	30.03	5	Drill Collar	6.500	2.940	61.83	5	MWD Tool	6.670	3.125	25.18							
6	Non-Magnetic Drill Collar (MWD)	6.750	3.250	25.27	6	Heavy Weight Drill Pip	5.000	3.000	584.21	6	Non-Mag Drill Collar	6.812	3.250	30.63							
7	Non-Mag Pony Collar	6.750	3.125	9.63	7	Drilling Jar	6.500	3.000	29.57	7	Heavy Weight Drill Pipe	5.000	2.750	584.21							
8	Heavy Weight Drill Pipe	7.000	2.750	584.21	8	Heavy Weight Drill Pip	5.000	3.000	214.00	8	HYDRAULIC JAR 4 3/4"	6.500	2.750	29.57							
9	Drilling Jar	7.000	2.810	2.47	9	Heavy Weight Drill Pipe	5.000	3.000	214.00	9	HYDRAULIC JAR 4 3/4"	6.500	2.750	29.57							
10	Heavy Weight Drill Pipe	7.000	2.810	2.47	10	Heavy Weight Drill Pipe	5.000	3.000	214.00	10	Heavy Weight Drill Pipe	5.000	3.000	214.00							
11	Cross Over																				
TOTAL		931.15					930.33					924.07									
TOTAL		931.15					930.33					924.07									
PROPIEDAD DE LA BROCA		BHA# 1					BHA# 2					BHA# 3									
Marca	HDBS	SMITH					SMITH					HDBS									
Tipo	PDC	Tricónica					Tricónica					PDC									
Boquillas	6x12	3x16					3x16					3x11 3x12									
Intervalo [ft]	7-18	218					237					474									
Peso sobre la broca x 1000 lbs	6-14	2-14					10-25					10-12									
RPM	34-40	40					40					40-45									
ROP [ft/hr]	34.5	15					15.6					51.4									
PROPIEDADES DEL LODO		YCAE-028					YCAE-028					YCAE-028ST1									
Marca	Kla Shield NT	Kla Shield NT					Kla Shield NT					KLA-STOP NT									
Tipo	9.4 - 9.6	9.4 - 9.6					9.4 - 9.6					9.0 - 9.2									
Boquillas	47 - 60	47 - 60					47 - 60					46 - 52									
Intervalo [ft]	19 - 20	19 - 20					19 - 20					16 - 20									
Peso sobre la broca x 1000 lbs	20 - 27	20 - 27					20 - 27					20 - 30									
RPM																					
ROP [ft/hr]																					

Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: Petroamazonas EP., 2018

2.5. POZO YCAF-029

El pozo YCAF-029, fue perforado desde la plataforma "YUCA", se presenta como un pozo de desarrollo tipo "J", cuyo objetivo principal fue la arena: "U" Inferior. Se iniciaron operaciones de perforación el 27 de noviembre de 2013 a las 14:00 hrs y finalizaron el 21 de enero de 2014 a las 13:30 hrs (Ver Figura 2.5)

2.5.1. SECUENCIA OPERACIONAL EN LA SECCIÓN 8 ½"

Para la perforación en la sección de 8 ½" en el pozo YCAF-029 se utilizó un BHA # 1 perforando hasta 10783 ft TD. Se procede a la corrida de registros, desde 9852 ft hasta 10100 ft. Se pegan herramientas, se maniobran tensionando varias veces sin éxito. Por debajo de la base de la arenisca "U" inferior. Al utilizar un BHA de pesca se recupera con éxito herramientas de wireline y se realiza viaje de reacondicionamiento. Posteriormente se procede a correr el liner, bajando 21 juntas de liner de 7" 26 lbs/ft, C-95, BTC. Se realiza cementación, expadiendo el colgador. Se intenta recuperar Setting Tool, pero se presenta atascamiento, se trabaja varias veces con presión y rotación variando parámetros mecánicamente, liberando con éxito. Pero al sacar a superficie, se observó la sarta sin dos paradas de 5 ½" HWDP y Setting Tool.

Se realiza operaciones de pesca con 9 BHA's adicionales de: lavado, pesca y molienda, pero al haber transcurrido 304 horas de NPT se tomó la decisión de abandonar el pozo y realizar un Sidetrack.

2.5.2. POZO YCAF-029ST1

Las operaciones de este pozo programado como Sidetrack, denominado como un nuevo pozo YCAF-029ST1, iniciaron el 8 de enero de 2014. Su objetivo fue alcanzar el reservorio principal de "U" Inferior, inicio de la ventana es a 8518 ft MD hasta alcanzar el TD del pozo programado a 10794 ft MD. (Ver Figura 2. 6)

2.5.2.1. SECUENCIA OPERACIONAL EN LA SECCIÓN DE 8 ½"

Se armó BHA # 1 con Whipstock Quick, el cual permitió abrir ventana en revestidor de 9 5/8" desde 8502 ft hasta 8539 ft MD, se bombea, circula, pero se observa influjo, densifica y bombeo más fluido, se controla el influjo con éxito. Se armó BHA direccional # 2 perforando hasta 9046 ft y se saca BHA a superficie. Se armó BHA direccional # 3 perforando direccionalmente hasta 10665 ft MD. Armó BHA direccional # 4 y continuó

perforando direccionalmente hasta 10810 ft TD. Sacó el BHA hasta superficie con 'éxito y se procede a correr liner, bajando 55 juntas de liner de 7" 26 lbs/ft, C-95, BTC. Se realiza cementación, expansión de colgador y recuperación de Setting Tool a superficie sin problemas. Se finaliza operaciones de perforación el día 21 de Enero de 2014 a las 13:30 hrs.

2.5.3. ESQUEMAS MECÁNICOS, CONFIGURACIÓN DE BHA'S DE PERFORACIÓN, PROPIEDADES DE LA BROCA Y LODOS

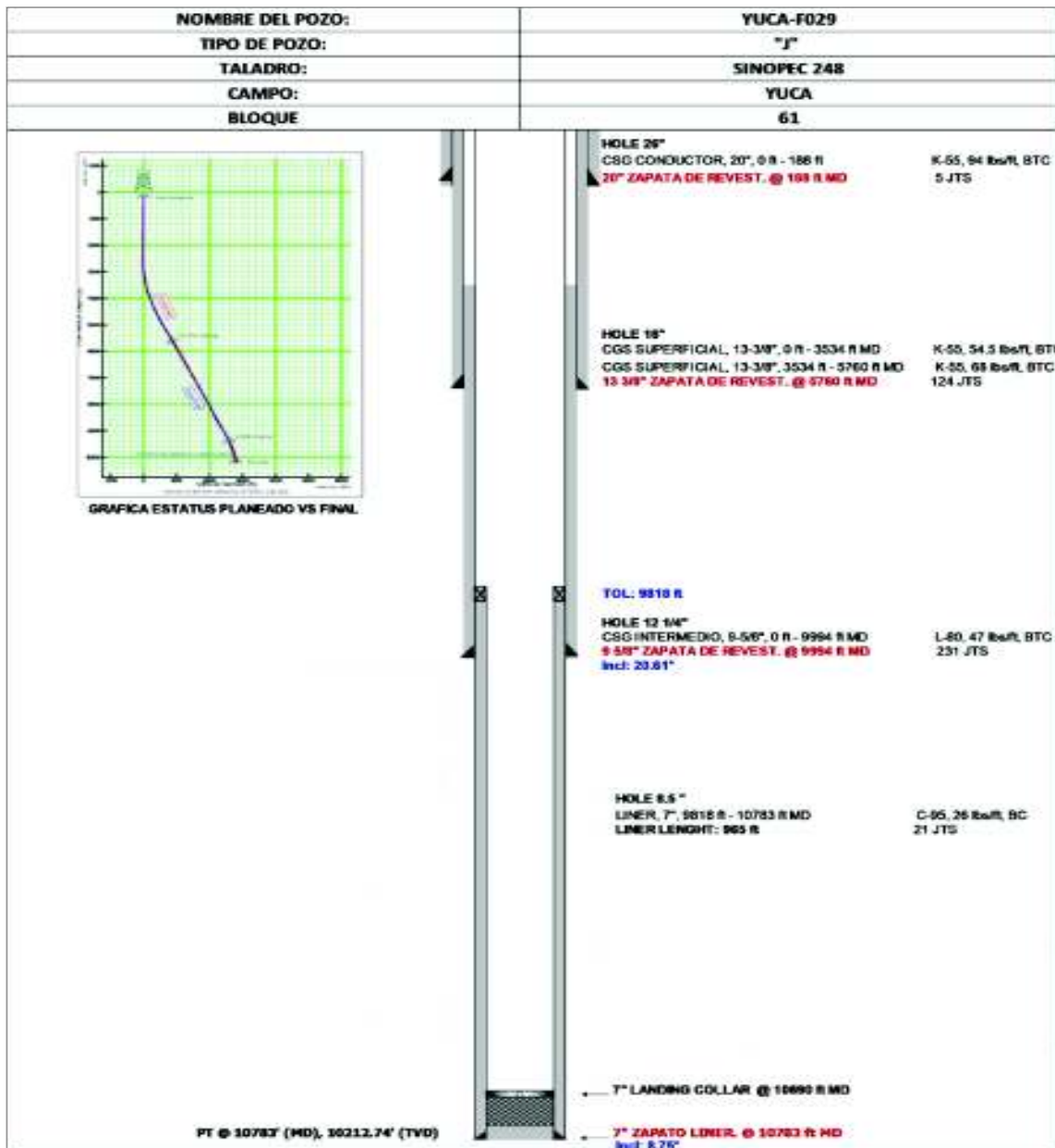


Figura 2. 5 Esquema Mecánico del Pozo, YCAF-029
 Elaborado por: Melissa Condoy
 Fuente: Petroamazonas EP, 2018

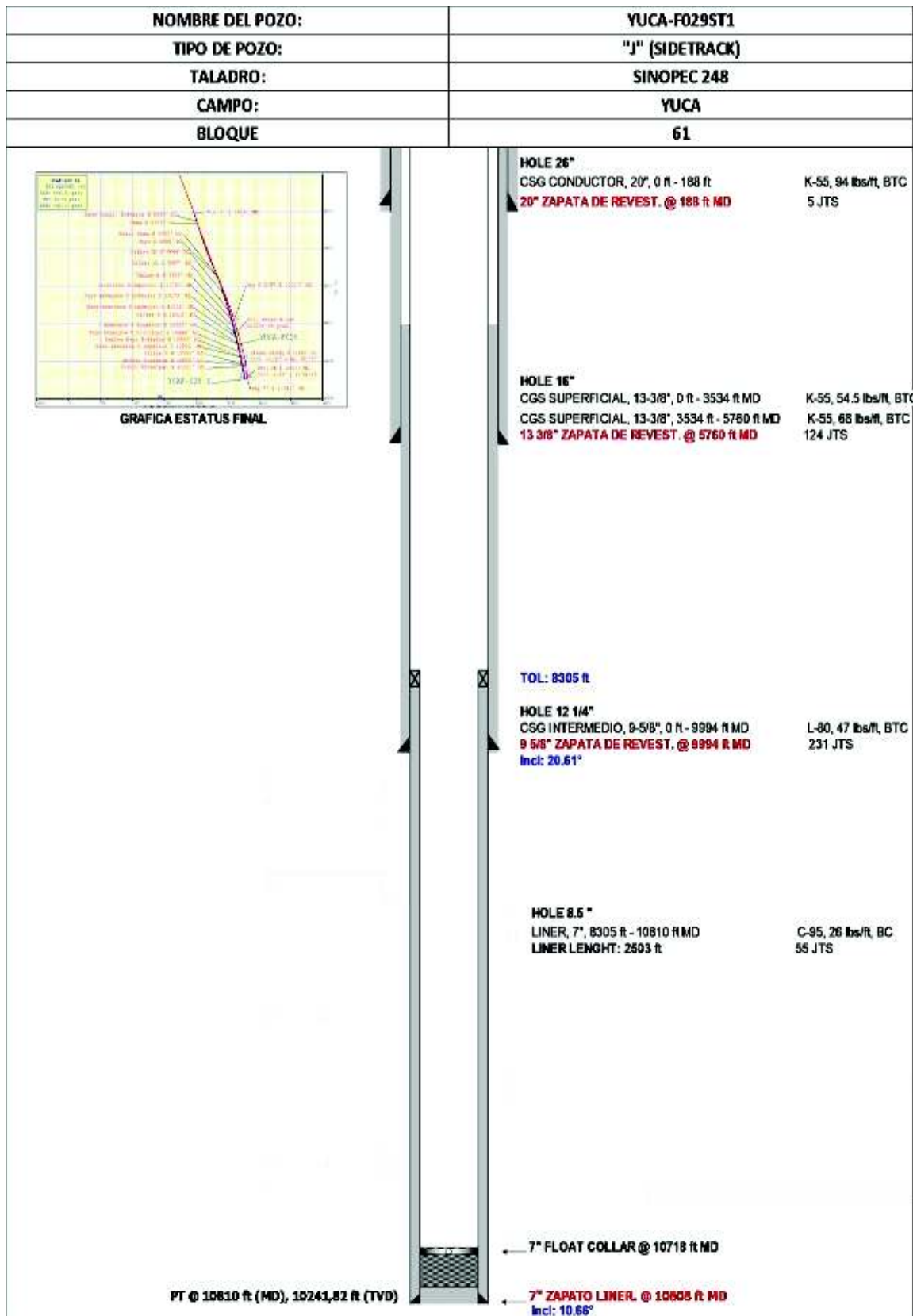


Figura 2. 6 Esquema Mecánico del Pozo, YCAF-029ST1
 Elaborado por: Melissa Condoy
 Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Tabla 2.3 Configuración de BHA's de perforación, propiedades de la broca y lodos, YCAF-029 Y YCAF-029ST1,

POZO		YCAF-029															YCAF-029ST1														
BHA#		1					2					3					4														
Punto inicio de perforación		10000.00					8502.00					8539.00					9046.00					10664.00									
Punto final de perforación		10783.00					8539.00					9046.00					10664.00					10810.00									
Item #	Description	OD	ID	Length (ft)	Item #	Description	OD	ID	Length (ft)	Item #	Description	OD	ID	Length (ft)	Item #	Description	OD	ID	Length (ft)	Item #	Description	OD	ID	Length (ft)							
1	Bit - PDC - fixed cutter	8.500	2.250	1.27	1	Quick	8.000	2.250	28.480	1	TRC BIT	8.500	-	0.810	1	PDC BIT	8.500	-	0.78	8.500	-	0.78	8.500	-	0.97						
2	Motor	6.750	5.400	31.51	2	Lead Mill	8.500	2.250	2.160	2	PDM QILE 6750	8.250	-	24.500	2	PDM QILE 6750	8.250	-	28.30	8.250	-	28.30	8.250	-	27.90						
3	Stab - string	6.750	2.813	6.84	3	Secondary Mill	8.500	2.250	4.810	3	Float Sub + Valve	6.750	-	3.400	3	Stabilizer	7.750	2.250	6.00	7.750	2.250	6.00	7.750	2.250	6.00						
4	NM Drill collar	6.750	3.000	30.75	4	Flex Mandrel	6.250	2.250	7.300	4	SNVCD	6.750	3.000	12.210	4	MFR + HA GR	7.375	3.125	27.29	7.375	3.125	27.29	7.375	3.125	27.29						
5	MWD - NavTrak	6.750	3.250	5.05	5	Sheering Mill	8.500	2.250	2.900	5	HEL MWD + BAP PwM	7.125	3.000	22.380	5	NDT (AZD/TP)	8.250	3.063	26.04	8.250	3.063	26.04	8.250	3.063	26.04						
6	MWD Sub - filter	6.750	3.000	5.18	6	XO	6.250	2.250	1.530	6	NWDC	6.813	3.000	30.430	6	SST - Sonics Tool	7.750	3.063	27.58	7.750	3.063	27.58	7.750	3.063	27.58						
7	Drill collar x3	6.750	2.813	1.59	7	DC	6.500	3.000	30.000	7	UBHO	6.625	3.750	3.660	7	HEL MWD + BAD PwM	7.375	3.250	22.38	7.375	3.250	22.38	7.375	3.250	22.38						
8	Sub - XO	7.000	2.875	91.27	8	XO	6.250	2.250	1.620	8	XO	7.000	2.750	1.610	8	NWDC	6.750	2.750	30.43	6.750	2.750	30.43	6.750	2.750	30.43						
9	Sub - XO	7.000	2.875	3.57	9	HEL MWD	6.750	3.500	22.380	9	25x5 1/2" HWDP	5.500	3.000	769.750	9	XO	7.000	2.750	1.61	7.000	2.750	1.61	7.000	2.750	1.61						
10	Heavy Weight Drill Pipe x 22	5.500	4.000	677.15	10	NWDC	6.750	3.500	30.430	10	XO	6.250	2.250	3.550	10	25x5 1/2" HWDP	5.500	3.000	769.75	5.500	3.000	769.75	5.500	3.000	769.75						
11	Sub - XO	7.000	2.125	3.54	11	UBHO	6.625	3.750	3.660	11	JAR	6.1/4	2.875	31.900	11	XO	7.000	2.250	3.55	7.000	2.250	3.55	7.000	2.250	3.55						
12	Jar	6.500	2.750	31.81	12	12x5" HWDP	5.000	3.000	363.230	12	JAR	6.250	2.875	31.90	12	JAR	6.250	2.875	31.90	6.250	2.875	31.90	6.250	2.875	31.90						
13	Sub - XO	7.000	2.938	3.52	13	XO	7.000	2.750	1.610	13	XO	7.375	3.000	3.590	13	12x5" HWDP	5.000	3.000	363.23	5.000	3.000	363.23	5.000	3.000	363.23						
14	Heavy Weight Drill Pipe x 4	5.500	4.000	123.02	14	25x5 1/2" HWDP	5.500	3.625	769.750	14	XO	7.375	3.000	3.590	14	XO	7.375	3.000	3.59	7.375	3.000	3.59	7.375	3.000	3.59						
15	Sub - XO	7.375	3.000	3.56	15	XO	7.375	3.000	3.590	15	XO	7.375	3.000	3.590	15	XO	7.375	3.000	3.59	7.375	3.000	3.59	7.375	3.000	3.59						
TOTAL		1019.63					1273.450					1271.020					1342.43					TOTAL									
PROPIEDADE DE LA BROCA		BHA# 1					BHA# 2					BHA# 3					YCAF-028					YCAF-028ST1									
Marca	HCC	HCC					HCC					HCC					Per-Flex Drill In					Per-Flex Drill In									
Tipo	PDC	PDC					PDC					PDC					9.2 - 9.4					10 - 10.2									
Boquillas	6x12	6x12					6x12					6x13					47 - 60					46 - 52									
Intervalo (ft)	763	763					7-23					7-20					14-19					11 - 26/8 - 42									
Peso sobre la broca x 1000 lbs	70	70					80					50					20-30					20-35									
RPM	70	70					80					50					20-30					20-35									
ROP (ft/hr)	23	23					31.62					51.4					20-35					20-35									

Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: Petroamazonas EP, 2018

CAPITULO III

ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

El objetivo de este capítulo tiene como finalidad la evaluación técnica y económica de cada uno de los pozos citados anteriormente y así compararlos, tomando en consideración los parámetros técnicos pertinentes para evaluarlos entre la perforación convencional y la no convencional. Determinando la factibilidad de la aplicación LD, método Simple Drill Down.

Los dos campos enfocan dos escenarios distintos, los pozos del campo Tapi-Tetete, son pozos tipo "S", con longitudes verticales en la sección de 8 ½" relativamente cortas, perforados normalmente sin ningún problema. Por el contrario, el campo Yuca los pozos de estudio son tipo "J", con longitudes superior a los 900 ft, que presentan problemas operacionales como pega de tubería y pérdidas de circulación, generando como resultado NPT's, fishing, abandono de los pozos y construcción de Sidetracks. El implementar la técnica Liner Drilling, ante estos escenarios, permite mitigar los riesgos operacionales citados anteriormente, minimizar los días operacionales y costos.

La evaluación técnica de los pozos seleccionados se realiza en base a las operaciones de perforación, tiempo, geometría del pozo pertinente, diseño del liner como sarta perforación, simulación de torque, arrastre e hidráulica posible.

El análisis económico se realiza a través de las tablas de costos, las cuales fueron evaluadas exhaustiva y cuidadosamente, con el fin de determinar si es rentable la técnica LD y minimizar los costos, en comparación a cuando fueron perforados estos pozos convencionalmente.

3.1. PROBLEMAS OPERACIONALES DE PERFORACIÓN EN LA SECCIÓN 8 ½"

El pozo TAPI-A001I, presentó un problema operacional, reparación del Top Drive, como consecuencia de daño en el motor, dando como resultado 5.5 hrs de NPT's.

El pozo TAPB-09D, presentó un problema operacional, debido a que las herramientas de HLB no disponían de certificados, dando como resultado 0.5 hrs de NPT's.

Los problemas citados, produjeron un total 6 horas de NPT's, localizados en el Campo Tapi-Tetete, fueron errores mecánicos y administrativos, que no tuvieron tanta repercusión en el pozo. Los NPT's producidos son insignificantes, porque las soluciones fueron simples y óptimas.

A continuación, se realiza matrices de los problemas operacionales generados en el campo Yuca y el tiempo no productivo generado.

Tabla 3. 1 Problemas Operacionales y NPT, YCAE-028

POZO	PROBLEMA	CAUSA	ACCIÓN	LECCIÓN APRENDIDA	RECOMENDACIÓN	NPT (hrs)
YCAE-028	Pega diferencial de herramientas de registros eléctricos.	Alto sobrebalance en arena depletada.	Se intenta en varias ocasiones liberar la sarta, reduciendo el peso del lodo para disminuir el diferencial de presión, finalmente no se tiene éxito en las operaciones de pesca.	En el primer intento se dio un aprisionamiento, el mismo que luego de trabajar la sarta no se libera. Por disposición del Geólogo en sitio y sin previa consulta con el departamento de Perforación de PAM se decide realizar un nuevo intento el mismo que resultó en sarta atrapada. Cuando el pozo ya muestra síntomas e indicios de pega, se suspende la operación y se evalúa el equipo y los riesgos, para tomar una decisión en conjunto.	Mejorar la comunicación entre los involucrados en la operación. Tener en cuenta que todas las decisiones deben ser aprobadas por el Jefe de Perforación de PAM. Si el pozo presenta tendencia a pegar la sarta suspender la toma de registros.	128.50

Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Tabla 3. 2 Problemas Operacionales y NPT sección 8 1/2", YCAF-029

POZO	PROBLEMA	CAUSA	ACCIÓN	LECCIÓN APRENDIZAJE	RECOMENDACIÓN	NPT (hrs)
YCAF-029ST1	Pega diferencial de herramientas de registros eléctricos.	Zonas de baja presión.	Se intentó en varias ocasiones liberar la sarta, sin éxito. Se arma y baja BHA de pesca, trabajando hasta liberar las herramientas de registros eléctricos con éxito.	Si existe indicio de pega suspender los registros con cable.	Realizar registros Open Hole con LWD o con tubería asistida.	35.50
	Pega de herramienta Setting Tool.	Realiza trabajo de cementación sin haber liberado el setting tool.	Se trabajó varias veces con presión y rotación sin éxito. Se trabaja la sarta variando parámetros sin éxito y mecánicamente girando a la izquierda liberando con éxito. Se circuló lodo y se saca a superficie. Pero se observa la sarta sin dos paradas de 5 1/2" HWDP y Setting Tool. Se Decide realizar Sidetrack.	Mejorar la Supervisión de los equipos ensamblados y reforzar el control de calidad, generando más procesos de inspección y pruebas de los ensambles.	Implementación de formatos: Plan de calidad de ensamble de equipos, especificaciones del equipo, análisis dimensional de los equipos. Se asegurará la verificación de los equipos, pasando por varios niveles de supervisión del ensamble de los mismos.	304.50
					TOTAL	340.0
YCAF-029ST1	Observó influjo de 20 BLS de agua en tanques.	Inyección en Tiyuyacu en pozos vecinos.	Se densificó fluido de 9 lpg hasta 10.1 lpg para detener el influjo sin éxito. Bombeó 300 BLS adicionales de fluido de 10.3 lpg y homogenizó fluido a 10.2 lpg y	Pedir información a producción de los pozos inyectoros y la formación a donde se está inyectando.	Perforar el conglomerado inferior con 10.2 lpg. peso del lodo.	9.50
	Relogeo con BHA direccional # 5	Necesidad de información litológica	Bajo BHA hasta 9048 ft MD registrando desde 8460 ft hasta 9048 ft MD.	Solicitar a geología el programa de Registros en Open Hole antes de bajar LWD.	Realizar el registro mientras se perfora.	10.50
					TOTAL	20.00

Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: Petroamazonas EP., 2018

3.2. DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN EN LA SECCIÓN DE 8 ½

Tabla 3. 3 Tiempos Operacionales, NPT, TAPI-A001I

POZO TAPI-A001I									
ACTIVIDAD	FEBRERO 2014							TOTAL	TOTAL [%]
	19	19/20	20/21	21/22	22/23	23/24	24		
Servicio al taladro			0.50	0.50				1.00	0.78
Perforación		11.00						11.00	8.53
Perforando cemento y casing		3.00						3.00	2.33
Cortar línea de perforación								0.00	0.00
Viajes de tuberías		6.00	7.00	10.50	4.50	17.00		45.00	34.88
Prueba de presión de casing		0.50						0.50	0.39
Circulación de lodos		2.50	3.50	2.00	1.50	4.50		14.00	10.85
Wire line log			10.00	4.00				14.00	10.85
Corrida de liner					15.50			15.50	12.02
Cementación/squezee					1.50	2.50		4.00	3.10
Armada de BHA	2.00	1.00	0.50	1.50				5.00	3.88
Desarmada de BHA			1.50		1.00			2.50	1.94
Armada de BOP								0.00	0.00
Desarma BOP							2.00	2.00	1.55
Misceláneas			1.00				5.00	6.00	4.65
Tiempo Perdido (NPT)				5.50				5.50	4.26
Tiempo total por día	2.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	7.00	129.00	100.00

Elaborado por: Melissa Condoy

Fuente: Petroamazonas EP., 2018

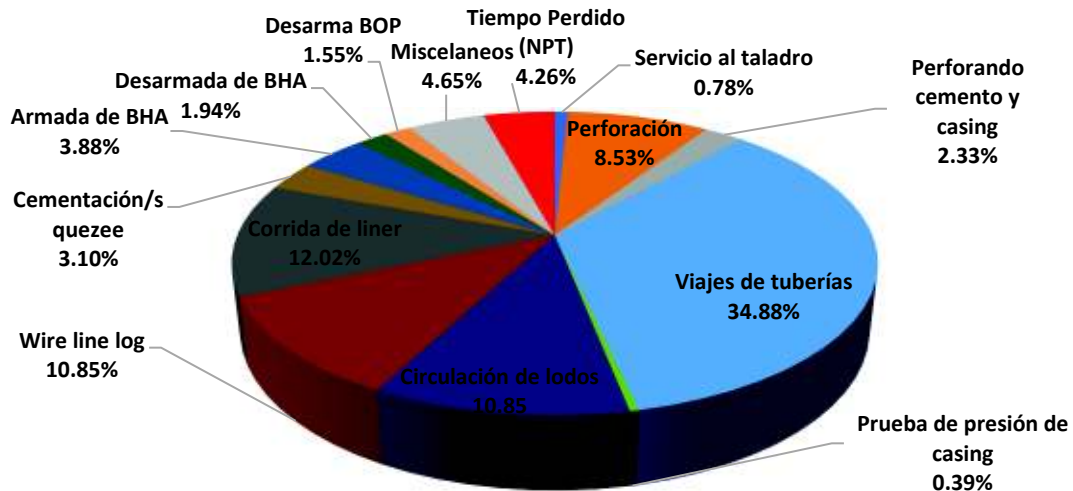


Figura 3. 1 Distribución de tiempos Operacionales, NPT, TAPI-A001I

Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: Petroamazonas EP., 2018

Tabla 3. 4 Tiempos Operacionales, NPT, TAPB-09D

POZO TAPB-09D											
ACTIVIDAD	ABRIL 2014									TOTAL [hrs]	TOTAL [%]
	19	19/20	20/21	21/22	22/23	23/24	24/25	25/26	26/27		
Servicio al taladro		1.00		0.50						1.50	0.76
Perforación		4.00	4.00	0.50	4.50	10.00	1.50			24.50	12.41
Perforando cemento y casing		3.00								3.00	1.52
Cortar línea de perforación										0.00	0.00
Viajes de tuberías	2.00	11.00	12.50	18.00	15.00	9.00		7.50		75.00	37.97
Prueba de presión de casing										0.00	0.00
Circulación de lodos		3.00	2.50	1.50	1.50	1.00	9.50	7.50	2.00	28.50	14.43
Wire line log							11.00	2.00		13.00	6.58
Corrida de liner								3.50	16.50	20.00	10.13
Cementación/squeeze									5.50	5.50	2.78
Armada de BHA	3.50	1.50	3.50	1.00	1.50	1.50		1.00		13.50	6.84
Desarmada de BHA				1.50	1.00	1.00	1.50	1.50		6.50	3.29
Armada de BOP										0.00	0.00
Desarma BOP										0.00	0.00
Misceláneos		0.50	1.00	1.00	0.50	1.50	0.50	1.00		6.00	3.04
Tiempo Perdido (NPT)			0.50							0.50	0.25
Tiempo total por día	5.50	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	197.50	100.00

Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: Petroamazonas EP., 2018

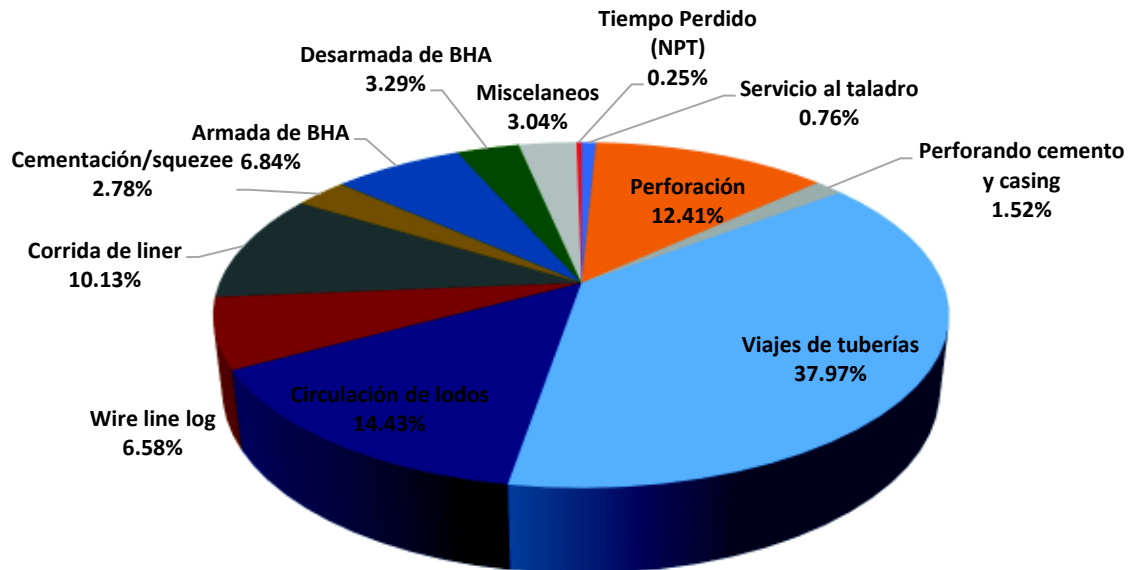


Figura 3. 2 Distribución de tiempos Operacionales, NPT, TAPB-09D
Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Tabla 3. 5 Tiempos Operacionales, NPT, YCAE-028

YCAE-028													
ACTIVIDAD	DICIEMBRE - 2013											TOTAL	TOTAL
	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21	21/22	21/22	22/23	[hrs.]	[%]
Servicio al taladro				0.50		0.50		0.50	0.50			2.00	0.89
Perforación		11.00	17.50									28.50	12.69
Perforando cemento y casing		0.50										0.50	0.22
Cortar línea de perforación												0.00	0.00
Viajes de tuberías		9.00	3.50	5.50								18.00	8.02
Prueba de presión de casing		0.50										0.50	0.22
Circulación de lodos		2.50	3.00									5.50	2.45
Wire line log				13.00								13.00	5.79
Corrida de liner												0.00	0.00
Cementación/squezee												0.00	0.00
Armada de BHA	2.50											2.50	1.11
Desarmada de BHA				1.50								1.50	0.67
Armada de BOP												0.00	0.00
Desarma BOP												0.00	0.00
Miscelaneos		0.50										0.50	0.22
Tiempo Perdido (NPT)				3.50	24.00	23.50	24.00	23.50	23.50	6.00	24.00	152.00	67.71
Tiempo total por día	2.50	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	6.00	24.00	224.50	100.00

Elaborado por: Melissa Condoy

Fuente: Petroamazonas EP., 2018

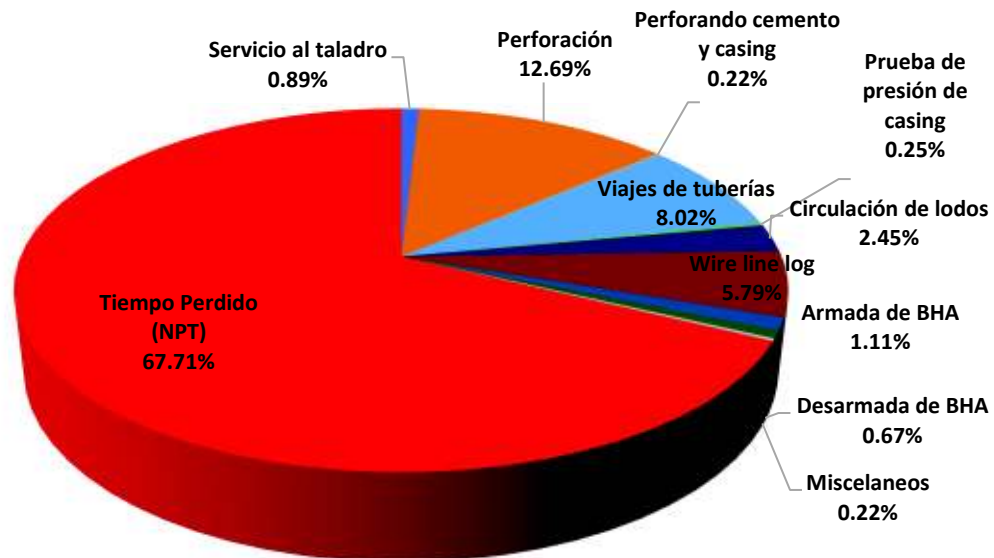


Figura 3. 3 Distribución de tiempos Operacionales, NPT, YCAE-028

Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Tabla 3. 6 Tiempos Operacionales, NPT, YCAE-028ST1

POZO YCAE-028ST1								
ACTIVIDAD	DICIEMBRE - 2013						TOTAL [hrs.]	TOTAL [%]
	23/24	24/25	25/26	26/27	27/28	28/29		
Servicio al taladro			0.50		0.50		1.00	0.69
Perforación	1.50	19.50	12.00	11.50			44.50	30.90
Perforando cemento y casing	3.50						3.50	2.43
Cortar línea de perforación							0.00	0.00
Viajes de tuberías	13.50		6.50	9.50	9.50	5.00	44.00	30.56
Prueba de presión de casing							0.00	0.00
Circulación de lodos	2.00	4.50	2.00	1.50	3.50	5.00	18.50	12.85
Wire line log					1.00		1.00	0.69
Corrida de liner					8.00	12.50	20.50	14.24
Cementación/squezee	1.50					1.00	2.50	1.74
Armada de BHA	2.00		2.00				4.00	2.78
Desarmada de BHA			1.00		1.50	0.50	3.00	2.08
Armada de BOP							0.00	0.00
Desarma BOP							0.00	0.00
Misceláneos				1.50			1.50	1.04
Tiempo Perdido (NPT)							0.00	0.00
Tiempo total por día	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	144.00	100.00

Elaborado por: Melissa Condoy

Fuente: Petroamazonas EP., 2018

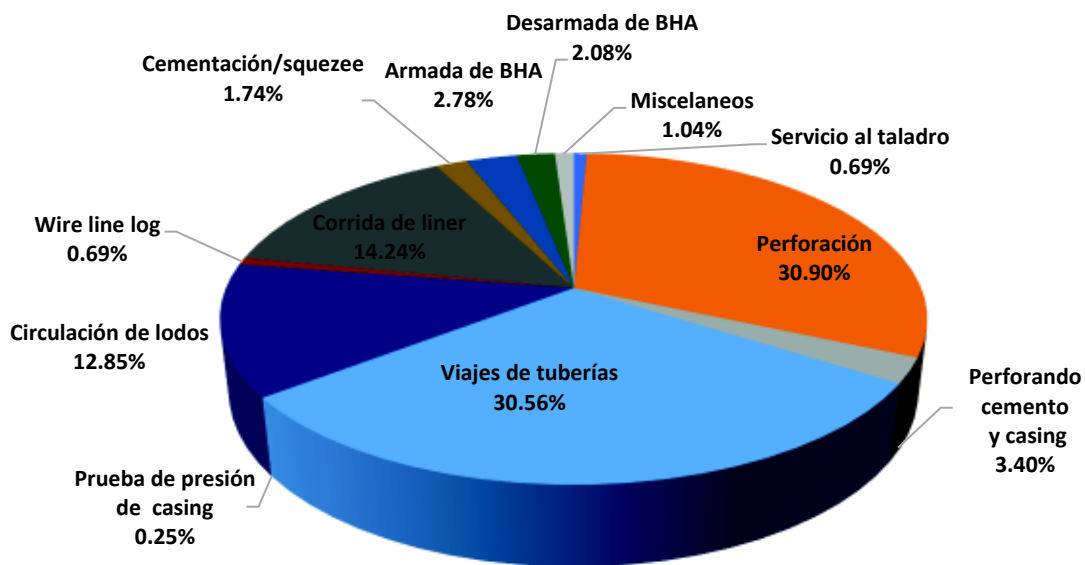


Figura 3. 4 Distribución de tiempos Operacionales, NPT, YCAE-028ST1

Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: Petroamazonas EP., 2018

Tabla 3. 7 Tiempos Operacionales, NPT, YCAF-029

ACTIVIDAD		YCAF-029																		TOTAL [hrs.]	TOTAL [%]		
		DICIEMBRE - ENERO 2013 - 2014																					
		20/21	21/22	22/23	23/24	24/25	25/26	26/27	27/28	28/29	29/30	30/31	31/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	06/07	07/08	08		
Servicio al taladro																						0.00	0.00
Perforación		6.50	20.50																			27.00	5.79
Perforando cemento y casing		1.00																				1.00	0.21
Cortar línea de perforación							1.50															1.50	0.32
Viajes de tuberías		8.50	1.00	8.00		9.00	10.00															36.50	7.82
Prueba de presión de casing		0.50																				0.50	0.11
Circulación de lodos		1.50	2.50	2.00		1.50	2.50	1.50														11.50	2.47
Wire line log				12.50																		12.50	2.68
Corrida de liner							9.50	3.50														13.00	2.79
Cementación/squeeze								17.00														17.00	3.64
Desarmada de BHA				1.50			0.50															2.00	0.43
Armada de BHA		2.00				2.00																4.00	0.86
Desarma BOP																						0.00	0.00
Armada de BOP																						0.00	0.00
Miscelaneos		0.50																				0.50	0.11
Tiempo Perdido (NPT)					24.00	11.50		2.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	14.00	339.50	72.78
Tiempo total por día		20.50	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	14.00	466.50	100.00

Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: Petroamazonas EP., 2018

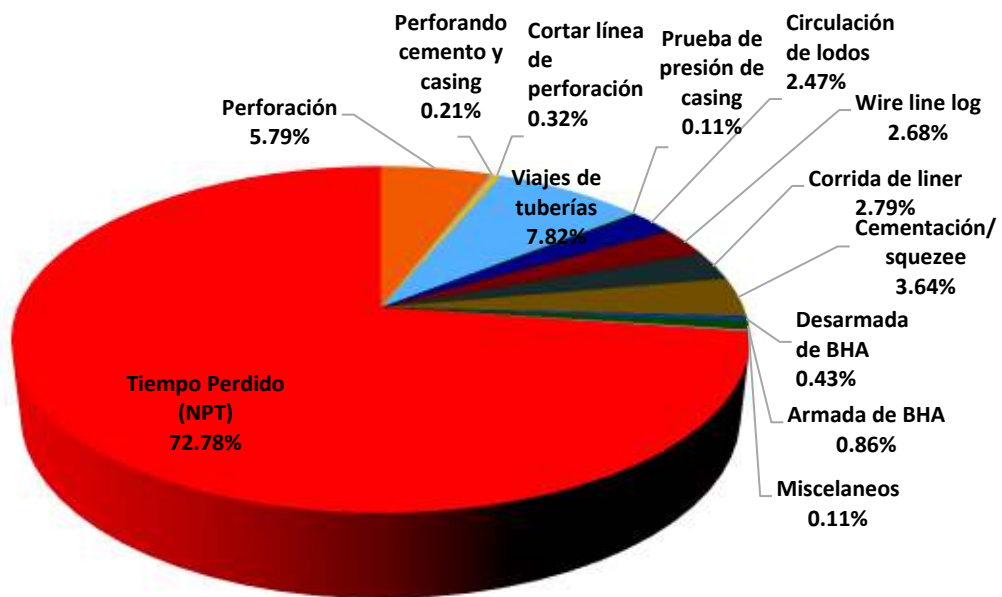


Figura 3. 5 Distribución de tiempo Operacionales, NPT, YCAF-029
Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Tabla 3. 8 Tiempos Operacionales, NPT, YCAF-029ST1

YCAF-029ST1																		
ACTIVIDAD	ENERO 2014														TOTAL	TOTAL		
	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21	21/22	22	(hrs)	(%)	
Servicio al taladro		1.00	0.50		0.50											2.00	0.61	
Perforación				2.50	4.50	13.00	24.00	1.00	14.00	24.00	18.00	4.50	4.00			109.50	33.23	
Perforando cemento y casing																0.00	0.00	
Cortar línea de perforación				1.50												1.50	0.46	
Viajes de tuberías		6.50	10.50	10.00	4.00	2.00		11.00	10.00		4.00	11.50	12.50		4.00	86.00	26.10	
Prueba de presión de casing																0.00	0.00	
Circulación de lodos			6.50	2.50	1.50			5.00			1.50		3.50			20.50	6.22	
Wire line log	10.00	1.00	3.5												2.00	16.50	5.01	
Corrida de liner													2.00	16.50		17.50	5.31	
Cementación/squeeze														8.50	1.00	9.50	2.88	
Desarmada de BHA			1.00	1.50	1.50			1.50				2.00	2.00			9.50	2.88	
Armada de BHA		15.50	1.50	5.50	2.50	6.00		5.00				1.00				37.00	11.23	
Desarma BOP																0.00	0.00	
Armada de BOP																0.00	0.00	
Miscelaneos			0.50	0.50		2.00		0.50			0.50	5.00			0.50	9.50	2.88	
Tiempo Perdido (NPT)					9.50	1.00										10.50	3.19	
Tiempo total por día	10.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	7.50	329.50	100.00

Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: Petroamazonas EP, 2018

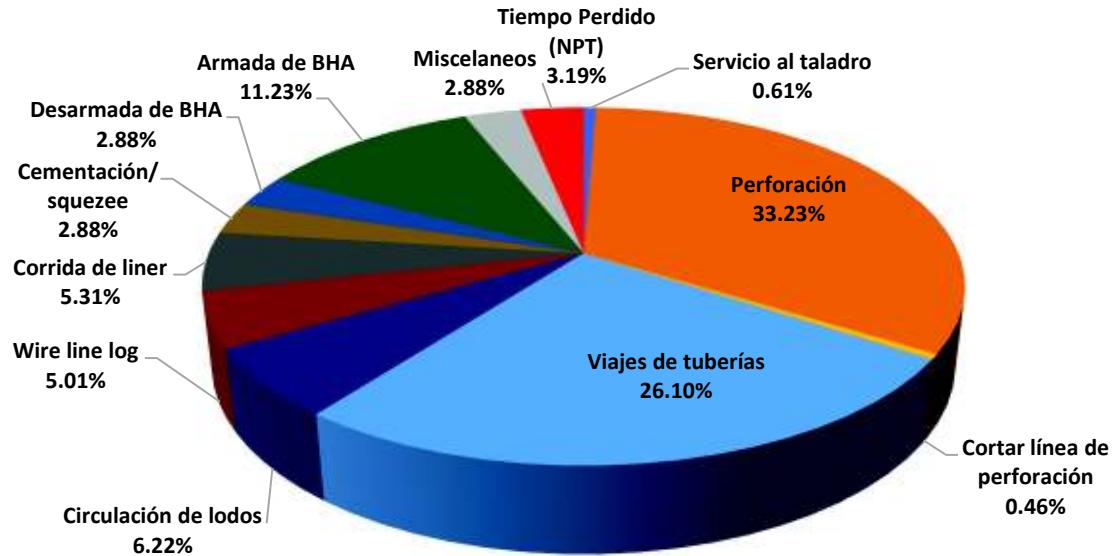


Figura 3. 6 Distribución de tiempos Operacionales, NPT, YCAF-029ST1
Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: Petroamazonas EP, 2018

3.3. ANÁLISIS TÉCNICO

Para este estudio se toma una muestra de 4 pozos para realizar el análisis técnico y seleccionar los pozos más idóneos a implementar la técnica Liner Drilling utilizando la tecnología Drill Down System.

Tabla 3. 9 Pozos candidatos para el estudio de Liner Drilling

POZO	Tipo de Trayectoria	Inc. (°) zapata 9 5/8"	TD [ft]	Long. Liner
TAPI-A001I	"S"	0.76	9700	687
TAPB-09D	"S"	0.51	9340	611
YCAE-028	"J"	13.9	10578	928
YCAF-029	"J"	20.61	10783	965

Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Para el diseño del liner como sarta de perforación se requiere realizar los siguientes ajustes; se diseña de forma convencional; posteriormente; se evalúa la misma a las cargas a que estará sometida como tubería de revestimiento o liner en su papel como tubería de perforación mediante un simulador de Torque y arrastre de la empresa Schlumberger. Seguidamente, se realizan los ajustes en el simulador acorde con los resultados obtenidos en sus propiedades mecánicas, variando su peso y/o su grado. De ser necesario el tipo de conexión a utilizar, para garantizar su diseño y selección apropiada considerando las cargas que pueda experimentar durante su empleo con la técnica de LD.

Las consideraciones técnicas para implementar el Liner Drilling utilizando la tecnología Simple Drill Down son:

1. La sección de 8 ½" debe ser vertical, por ello la inclinación para el caso de este estudio, desde la zapata de 9 5/8" debe ser menor a 5°.
2. La longitud del liner menor de 700 ft
3. Análisis de Torque y Arrastre
4. Análisis de tensión
5. Buckling o pandeo
6. Hidráulica y Densidad de circulación equivalente (EDC)

Las simulaciones desarrolladas en este estudio fueron realizadas con el software Casing Diller de la Cía. Schlumberger, el procedimiento para la realización de las simulaciones no se puede detallar por confidencialidad de la empresa.

Los pozos del campo Tapi-Tetete, cumplen con las 2 primeras consideraciones, TAPI-A001I y TAPB-09D, por lo que se procedió a realizar las simulaciones de los puntos restantes.

3.3.1. DISEÑO CONVENCIONAL

La sarta de perforación deberá estar sometido a limitaciones de esfuerzos como: tensión, sobre-tensión permisible, estallido, colapso, torsión y pandeo.

A continuación, se realiza un análisis general del diseño convencional, pero con la diferencia de que en el diseño mecánico de la sarta de perforación los drill collars serán reemplazados por las juntas de liner, para ello se realizan los siguientes cálculos matemáticos de acuerdo con las normas API RP 7G.

i. Se determina la longitud del liner:

$$Long.Liner = \frac{WOB}{BF * W_L} \quad (3.1)$$

Donde:

WOB: peso sobre la broca, [lb]

BF: Factor de boyansa

W_L : Longitud del liner, [ft]

$$Long.Liner = \frac{10,000 \text{ lb}}{0.858 * 26 \text{ lb/ft}} = 448.33 \text{ ft}$$

ii. Se determina longitud del liner pero se multiplica por el factor de seguridad del 15%, el cual asegura que el punto neutro permanezca dentro de las juntas del liner.

$$Long.Liner_{PN} = \frac{1.15 * WOB}{BF * W_L} \quad (3.2)$$

Donde:

$Long.Liner_{PN}$: Longitud de liner en el punto neutro, [ft]

WOB: peso sobre la broca, [lb]

BF: Factor de boyansa

W_L : Longitud del liner, [ft]

$$Long.Liner_{PN} = \frac{1.15 * 10,000 \text{ lb}}{0.858 * 26 \text{ lb/ft}} = 515.58 \text{ ft}$$

Pozo TAPI-A001I

La longitud real del liner es de 687 ft, la diferencia entre la longitud real y la longitud en el factor de seguridad se obtiene, que el liner está a 142.42 ft arriba del punto de seguridad, este resultado no es aceptable. Para ello sería necesaria incrementar el peso sobre la broca para asegurar que el punto neutro permanezca dentro de las juntas del liner.

Pozo TAPB-09D

La longitud real del liner es de 611 ft, la diferencia entre la longitud real y la longitud en el factor de seguridad se obtiene, que el liner está a 96 ft arriba del punto de seguridad, este resultado es relativamente aceptable.

Diseño de Drill Pipe

Para el diseño del drill pipe, las propiedades de la tubería son las mismas para los dos pozos: TAPI-A001I y TAPB-09D, por ende, los cálculos concernientes también son los mismos.

Tabla 3. 10 Propiedades del Drill Pipe

DRILL PIPE	
OD [in]	5.000
ID [in]	4.184
Grado	S-135
Wnom [lb/ft]	19.500
Waprox [lb/ft]	22.61
Conexión	NC50
Tyield [lb]	712070

Elaborado por: Melissa Condoy

iii. Se determina el peso ajustado aproximado de la tubería de perforación

$$W_{Ajust\ aprox\ DP} = Plain\ End\ Weight + \frac{Upset\ Weight}{29.4} \quad (3.3)$$

Donde:

$W_{Ajust\ aprox\ DP}$: Peso ajustado aproximado de la tubería de perforación, [lb]

Plain End Weight: peso del tubo sin esfuerzo, [lb/ft]

Upset Weight: peso del refuerzo en acople, [lb]

De la tabla 7 de las especificaciones para tubería de perforación (API SPEC 5D) el “Upset Weigth” IEU para tubería de in 19.5 lb/ft es 8.6 lb y el “Plain end” = 17.93 lb/ft. (Véase Anexo II)

$$W_{Ajust\ aprox\ DP} = 17.93\ lb/ft + \frac{8.60}{29.4}$$

$$W_{Ajust\ aprox\ DP} = 18.23\ lb/ft$$

iv. Se define el peso aproximado de las juntas:

$$W_{Ajust\ Tool\ joint} = 0.222L(D^2 - d^2) + 0.167(D^3 - D_{TE}^3) - 0.501d^2(D - D_{TE}) \quad (3.4)$$

Donde:

L: Longitud combinada del pin y el box, in.

D: Diámetro externo del pin, in.

d: Diámetro interno del pin, in.

D_{TE}= Diámetro del box en el refuerzo del elevador, in.

Las dimensiones para L, D, d, y DTE se encuentran en “API Specification 7”, el acople NC50, 6.625” OD, 2.75” ID para una tubería con peso nominal 19.5 lb/ft está disponible en Grado S-135 (columnas 4, 5, 6, 11 y 13 de la Tabla) (Véase Anexo III y IV).

L=17 in, DTE =5.125 in, D 6.625 in y d=2.75 in

$$\begin{aligned} W_{Aprox\ Tool\ joint} &= 0.222 * 17(6.625^2 - 2.75^2) + 0.167(6.625^3 - 5.125^3) \\ &\quad - 0.501 * 2.75^2(5.125 - 5.125) \\ W_{Ajust\ Tool\ joint} &= 157.50\ lb \end{aligned}$$

v. Se determina la longitud ajustada de la junta.

$$L_{Ajust\ tool\ joint} = \frac{L + 2.256(D - D_{TE})}{12} \quad (3.5)$$

Donde:

L_{Ajust tool joint}: longitud ajustada de la junta, [ft]

L: Longitud combinada del pin y el box, [in]

D: Diámetro externo del pin, [in]

D_{TE}= Diámetro del box en el refuerzo del elevador, [in]

$$L_{Ajust\ tool\ joint} = \frac{17 + 2.256(6.625 - 5.125)}{12} = 1.698\ ft$$

vi. Se determina el peso aproximado de la junta más la tubería de perforación, lb/ft.

$$W_{Ajust\ Tool\ joint+DP} = \frac{W_{Ajust\ aprox\ DP} * 29.4 + W_{Aprox\ Tool\ joint}}{L_{Ajust\ tool\ joint} + 29.4} \quad (3.6)$$

Donde:

$W_{Ajust\ aprox\ DP}$: Peso ajustado aproximado de la tubería de perforación, [lb]

$W_{Ajust\ Tool\ joint}$: peso aproximado de las juntas, [lb]

$L_{Ajust\ tool\ joint}$: longitud ajustada de la junta, [ft]

$$W_{Ajust\ Tool\ joint+DP} = \frac{18.23\text{lb/ft} * 29.4 + 157.50\text{ lb}}{1.698 + 29.4}$$

$$W_{Ajust\ Tool\ joint+DP} = 22.6\text{ lb/ft}$$

Diseño del drill pipe por Tensión

vii. Se diseña el Drill Pipe por tensión a través del cálculo de su longitud

$$L_{dp} = \frac{0.9 * T_{yield} - MOP}{W_{dp} * BF} - \frac{W_L}{W_{dp}} * L_L \quad (3.7)$$

Donde:

L_{dp} : Longitud del drill pipe, [ft]

T_{yield} : Carga de tensión teórica de tablas, [lb]

W_{dp} : Peso del drill pipe por unidad de longitud, [lb/ft]

W_L : Peso del liner por unidad de longitud, [lb/ft]

L_L : Longitud del liner, [ft]

$$L_{dp} = \frac{0.9 * 712070\text{ lb} - 150000\text{ lb}}{22.6\text{lb/ft} * 0.858} - \frac{26\text{ lb/ft}}{22.6\text{ lb/ft}} * 515.58\text{ ft}$$

$$L_{dp} = 24959.33\text{ ft}$$

El resultado obtenido indica que el drill pipe de 5 in, grado S-135, 19.5 lb/ft resiste efectos de tensión hasta una profundidad mucho mayor a la requerida en la perforación del pozo TAPI-A0011 que es a 9013 ft y TAPB-09D a 8729 ft.

Diseño de Drill Pipe por colapso

La presión de colapso para la tubería de perforación de 5 in, grado S-135, 19.5 lb/ft nueva, es de 15672 psi de la tabla 3, columna 6 de la norma API-RP7G. (Véase Anexo V

viii. Se calcula la presión de colapso en el fondo de la tubería de perforación

$$P_c = \frac{L * W_g}{19.251} \quad (3.8)$$

Donde:

P_c : Presión de colapso, [psi]

W_g : Densidad del lodo, [lpg]

L : Longitud del drill pipe, [ft]

Pozo TAPI-A001I

$$P_c = \frac{9013 * 9.3}{19.251} = 4367.15 \text{ psi}$$

Este resultado indica que la tubería es resistente al colapso por un muy alto margen de presión. Teóricamente la tubería de perforación de 5 in, grado S-135, 19.5 lb/ft nueva es resistente al colapso hasta una profundidad de:

ix.

$$L_{max} = \frac{P_c * 19.251}{W_g} \quad (3.9)$$

Donde:

L_{max} : longitud máxima, [ft]

P_c : Presión de colapso, [psi]

$$L_{max} = \frac{15672 * 19.251}{9.3} = 32441.04 \text{ ft}$$

Pozo TAPB-09D

$$P_c = \frac{8729 * 9.3}{19.251} = 4216.91 \text{ psi}$$

Este resultado indica que la tubería es resistente al colapso por un muy alto margen de presión. Teóricamente la tubería de perforación de 5 in, grado S-135, 19.5 lb/ft nueva es resistente al colapso hasta una profundidad de:

$$L_{max} = \frac{P_c * 19.251}{W_g}$$

$$L_{max} = \frac{15672 * 19.251}{9.3} = 32441.04 \text{ ft}$$

Relación de Rigidez para Transiciones

Basados en experiencia de campo, en una transición de un tamaño de drill collars o tubería a otro, la razón de rigidez (SR) no deberá exceder

- 5.5 para perforación de rutina
- 3.5 para perforación en condiciones severas o difíciles

En la siguiente tabla se observa los datos para los cálculos del SR y los resultados de cada una de las conexiones que conforman las herramientas del Liner Drilling. En ciertas secciones las conexiones del float collar, UBHO y landing collar se observa que los cálculos de SR son muy débiles en esas transiciones.

x.

$$SR = \frac{(OD_1^4 - ID_1^4) * OD_2}{(OD_2^4 - ID_2^4) * OD_1} \quad (3.10)$$

Donde:

OD₁ = Diámetro externo del tubo inferior, [in]

ID₁ = Diámetro interno del tubo inferior, [in]

OD₂ = Diámetro externo del tubo superior, [in]

ID₂ = Diámetro interno del tubo superior, [in]

Tabla 3. 11 Descripción de parámetros para el cálculo del SR

Item Description	No Joints	OD (in)	ID (in)	Longitud (ft)	SR
Drillshoe	1	8.500	-	1.900	5.060
Liner	13	7.000	6.276	44.000	1.120
Float Collar	1	7.000	6.366	1.920	0.893
Liner	13	7.000	6.276	44.000	0.465
UBHO	1	6.625	3.750	3.660	2.149
Liner	13	7.000	6.276	44.000	0.938
Landing Collar	1	7.000	6.218	1.000	1.067
Liner	13	7.000	6.276	528.000	0.2254
Liner Hanger	1	9.625	7.625	23.030	8.483

Elaborado por: Melissa Condoy

3.3.2. ANÁLISIS DE TORQUE Y ARRASTRE

El torque y arrastre son parámetros críticos en la perforación, debido a que permiten determinar los puntos de contacto entre la tubería, agujero y agujero entubado. Con los

años la ingeniería ha diseñado y perfeccionado softwares que han permitido predecir las cargas y esfuerzos que puede soportar la tubería.

Para este análisis, se pretende utilizar anillos de torque MLT, los resultados que se generen de las simulaciones deben estar dentro del rango máximo delta torque de los anillos. Las especificaciones se adjuntan en el Anexo II.

Datos de entrada en la simulación:

Para este análisis utilizando la técnica Liner Drilling, se requiere de datos: survey, BHA de perforación si es el caso, peso del lodo, reología, parámetros de perforación y diagrama del pozo. Esta información es muy importante porque permite establecer los puntos de contacto entre la tubería y el hoyo.

Se trabaja con un Top Drive que pesa 50,000.00 [lb], utilizando un coeficiente de estrés estándar de 1, los factores de fricción en el hueco abierto y hueco entubado es de 0.30 y 0.25 respectivamente, determinados debido al estudio y experiencia de pozos vecinos.

Los parámetros de operación del peso sobre la zapata perforadora, 10 klbs, RPM del liner y rata de penetración fue de 80 [rpm] y 40.00 [ft/hr] respectivamente. Se optó para esta técnica una zapata perforadora de 8 ½" (Véase Anexo I), las dimensiones de los jets son de (20, 20, 20) /32", obteniendo un TFA de 0.92 in². Se consideró un lodo en base agua de 9.3 [lpg], asegurando una limpieza buena y eficiente del hoyo, viscosidad plástica de 26.00 cp y punto cedente de 27.00 lbf/100ft² y un caudal de 400.00 gpm.

Los datos de entrada fueron determinados a partir de los datos originales en la perforación convencional, pozos vecinos y también con la ayuda de la experiencia de los ingenieros de campo y encargados del manejo del software.

a) Pozo TAPI-A001I

El pozo TAPI-A001I, es un pozo tipo "S", (Ver Anexo VIII) las descripciones del open hole, cased hole y liner son las mismas con las que se trabajó originalmente como se observó en la *Figura 2. 1 Esquema Mecánico del Pozo TAPI-A001I*,

En la *Figura 3. 7*, la gráfica del extremo izquierdo, indica la cantidad de esfuerzo por torsión que resiste el liner, conexiones BTC y anillos de torque bajo tensión. Con un valor en superficie de 16,212.10 [ft-lb], lo cual está dentro de los límites del delta torque máximo: 19,366.00 [ft-lb]. En comparación con las tablas teóricas (Ver Anexo VII) se tiene que la

tubería de revestimiento de 7 in, 26 lb/ft, C-95, el torque teórico de las tablas es mínimo 4450 ft-lb y el máximo 7410 ft-lb

La gráfica del medio indica que el liner suspendido verticalmente, sufrirá un esfuerzo axial llamado tensión, producto de su propio peso, con un valor de máximo de sobre tensión de 150,00.00 lb.

Finalmente se observa la gráfica del lado derecho, la gráfica muestra una tubería de revestimiento color verde, que indica que la aplicación del LD con la tecnología Drill Down System el liner no se ve afectada por el pandeo, por lo tanto, soporta cargas a las que está sometido y no se deforma.

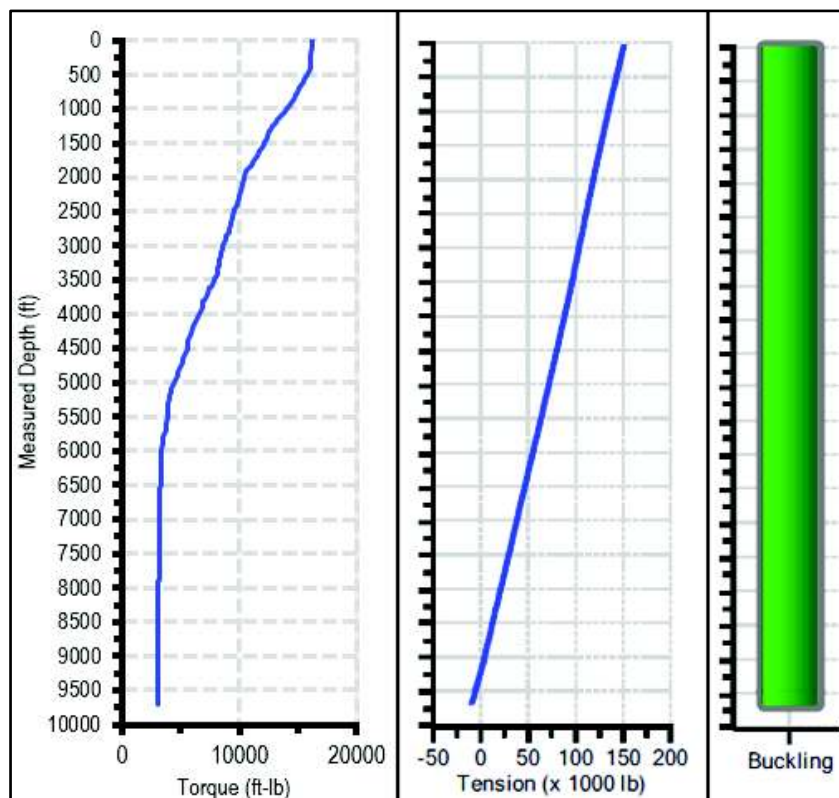


Figura 3. 7 Análisis de torque y arrastre, tensión y buckling, TAPI-A001I
Fuente: Schlumberger., 2018

En la *Figura 3. 8*. La grafica del lado izquierdo se observa el torque sobre la zapata perforadora, que generó la simulación con un valor de 5090.35 [ft-lb]. En el extremo derecho se tiene la gráfica de la carga del gancho o arrastre (cuando se mueva una tubería a lo largo del mismo eje del pozo) con valores de: Hook Load - Drilling = 201.40 x 1000 [lb], Hook Load - Pick Up = 216.13 x 1000 [lb], Hook Load - Slack Off = 206.89 x 1000 [lb].

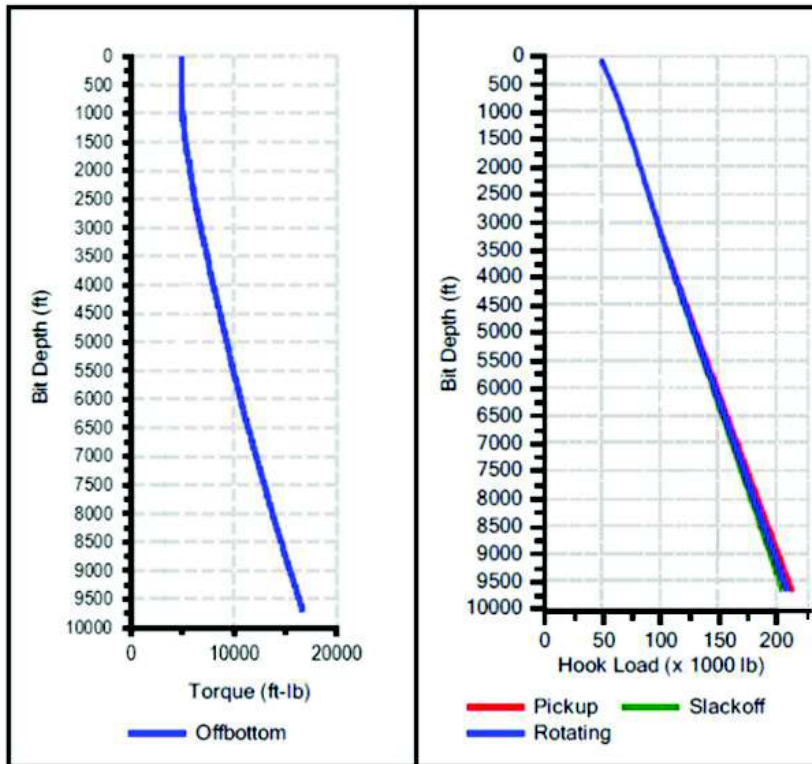


Figura 3. 8 Análisis de Torque y Hook Load, sobre la Zapata Perforadora TAPI-A0011
Fuente: Schlumberger., 2018

b) Pozo TAPB-09D

El pozo TAPB-09D, es un pozo tipo “S”, (Ver Anexo IX) las descripciones del open hole, cased hole y liner son las mismas con las que se trabajó originalmente como se observó en la *figura 2. 5 Esquema Mecánico del Pozo TAPB-09D*.

En la *Figura 3. 9*, se observa que la gráfica del lado izquierdo, indica la cantidad de esfuerzo por torsión que resiste el liner, conexiones BTC y anillos de torque bajo tensión. Con un valor en superficie de superficie de 10,534.26 [ft-lb], lo cual está dentro de los límites de resistencia del delta torque máximo: 19,366.00 [ft-lb]. En comparación con las tablas teóricas)(Ver Anexo VII) se tiene que la tubería de revestimiento de 7 in, 26 lb/ft, C-95, el torque teórico de las tablas es mínimo 4450 ft-lb y el máximo 7410 ft-lb

La gráfica del medio indica que el liner suspendido verticalmente, sufrirá un esfuerzo axial (tensión), producto de su propio peso con un valor de 150,00.00 lb. Finalmente se observa la gráfica del lado derecho, igual que el pozo anterior, la gráfica muestra una tubería de revestimiento color verde, por consecuencia el liner no se ve afectado por el pandeo, por lo tanto, soporta cargas a las que está sometido y no se deforma.

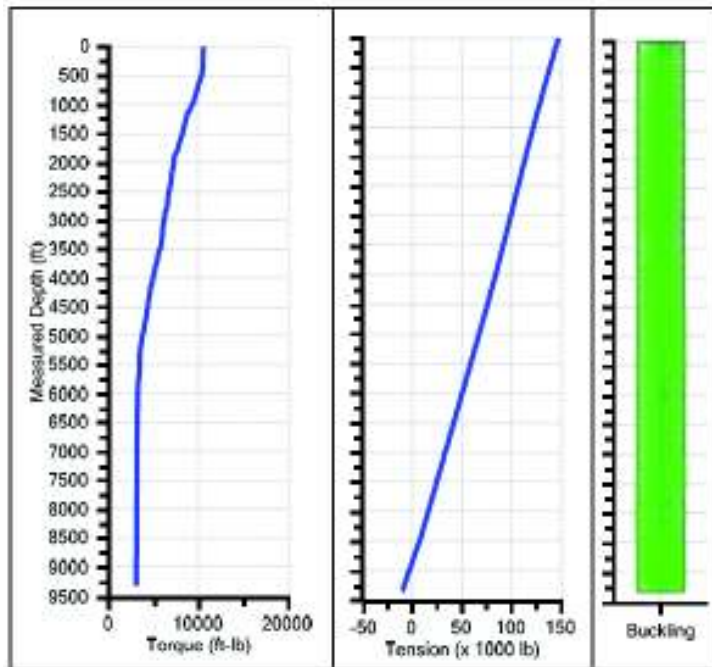


Figura 3. 9 Análisis de torque y arrastre, tensión y buckling, TAPB-09D
 Fuente: Schlumberger., 2018

En la siguiente *Figura 3. 10*, la gráfica del lado izquierdo se observa el torque sobre la zapata perforadora, que generó la simulación con un valor de 3083.39 [ft-lb] En el extremo derecho se tiene la gráfica de la carga del gancho o arrastre, con valores de: Hook Load - Drilling = 197.10 x 1000 [lb], Hook Load - Pick Up = 249.51 x 1000 [lb], Hook Load - Slack Off = 175.51 x 1000 [lb].

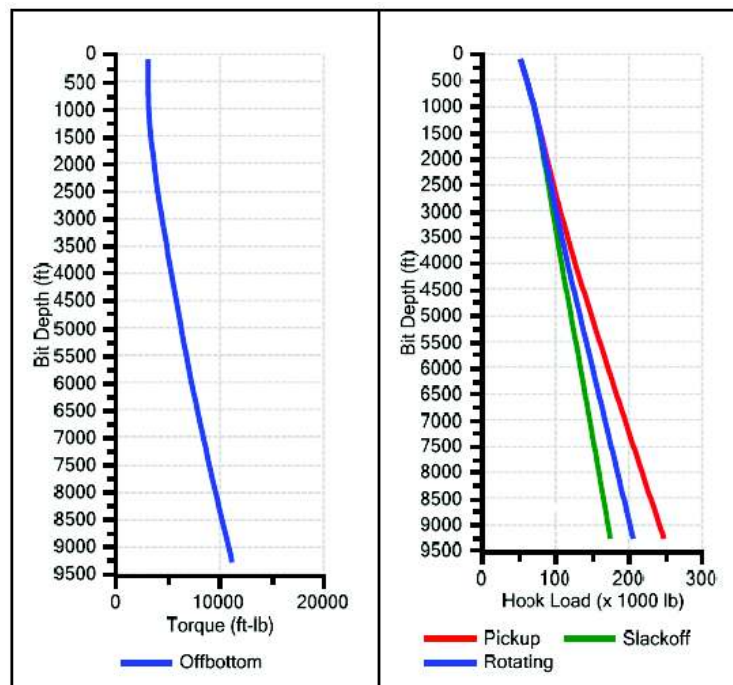


Figura 3. 10 Análisis de Torque sobre la Zapata Perforadora y Hook Load, TAPB-09D
 Fuente: Schlumberger., 2018

c) Pozos: YCAE-028 y YCAF-029

Los pozos localizados en el campo Yuca, presenta una litología más problemática, debido a los grandes espesores de lutitas que la del campo Tapi-Tetete. La geometría de los pozos del campo Yuca son tipo "S"; (ver Anexo X y XI respectivamente), presentan un alto ángulo de inclinación a partir de la zapata de 9 5/8" y las longitudes de los liners superan los 900 ft. Debido a estas consideraciones es muy complicado el aplicar la tecnología Simple Drill Down, ya que navegar en este tipo de pozos con un ensamble sin un BHA de perforación, con una zapata perforadora, ni control de registro de datos, no es apto. Por lo tanto, es necesario que se implemente otro tipo de tecnología, la cual tenga un control direccional.

Ante este escenario aun así es viable el aplicar la técnica LD, pero con la tecnología de Perforación Direccional con Liner, el problema de esta tecnología es que no es rentable, debido a las herramientas que se utilizan (recuperables y direccionales) tienen un costo elevado, el cual se detallará en el punto de análisis de costos.

El sistema direccional de liner, a pesar de ser implementado, presenta otro problema el realizar un segundo viaje para cementar y finalmente una herramienta adicional para expandir el liner hanger X-Pak.

El objetivo de esta investigación es implementar una técnica que en un solo viaje se perforare un intervalo, simultáneamente revestir el hueco, cementar y posteriormente ser colgado a través de un colgador expandible (liner hanger). La realidad local 1 no son viables técnicamente a pesar de ello se realiza un análisis económico donde se evalúa la viabilidad de la tecnología.

3.3.3. ANÁLISIS DE HIDRÁULICA

Este análisis tiene como objetivo evaluar los efectos combinados de las pérdidas presiones que interactúan en el anular y en el liner, durante el control del fluido de perforación y la densidad de circulación equivalente.

Este análisis solo se realizará para los pozos del campo Tapi-Tetete, debido a lo explicado en el análisis de torque y arrastre de los pozos del campo Yuca.

El fluido de perforación en la sección 8 1/2", tiene como objetivo:

- Perforar direccionalmente la sección de 8 1/2" del pozo TAPI-A001I, desde la Caliza "A" hasta la arena "T" inferior hasta 9,700 ft MD y correr el revestidor de 7 ".

- Perforar direccionalmente la sección de 8 ½” del pozo TAPB-09D, desde la Caliza "M2" hasta la arena "T" inferior hasta 9,400 ft MD y correr el revestidor de 7 “.
- Mantener la estabilidad del hoyo y reducir la invasión de fluido hacia la formación Asegurar el sello instantáneo de la formación mediante la adición de Carbonato de Calcio de diferentes granulometrías, minimizando la invasión de fluido o daño a la formación.
- Evitar la pega diferencial en arenas sobre todo en las que están más depletadas y poseen mayor permeabilidad, con la adición de controladores de filtrado y agentes puenteantes.
- Garantizar el máximo control sobre el desempeño, calidad y costo del servicio.

Para las secciones de 8 ½” de cada pozo se realizó dos simulaciones, con el software de la empresa Schlumberger, utilizando los mismos datos de entrada del análisis de torque y arrastre. Determinar la configuración hidráulica apropiada es extremadamente importantes, porque es una de las áreas más grandes donde puede influir ya que se determina en un campo.

Mediante la simulación del pozo TAP-A001I, se obtuvo un valor mayor de ECD en comparación con los valores que se tienen en la perforación convencional de 10.09 lpg. En la técnica LD los valores de ECD son más altos debido a que el espacio anular es más reducido; con un valor de 10.17 [lpg]. Ver *tabla 3. 12*

Tabla 3. 12 Cálculos de Hidráulica, pozo TAPI-A001I

Bit Hidraulic		Annular Hydraulics			
Flow Rate	400.00gpm		ft/min	Re	Flow Regime
Flow Area	0.92 in ²	BHA/Open Hole	421.71	1496	Laminar
Pressure Drop	134 psi	Drill Casing 1/Open Hole	207.51	889	Laminar
Jet Velocity	139.45 ft/sec	Drill Casing 1/Liner	194.69	836	Laminar
Hydraulic Power	0.6 HHP	Hydraulic Lift	15.74 x 1000 lb		
Impact Force	268 lb	Bottoms Up Time.	48 mins		
Total System Loss		Equivalent Circulating Density			
Surface	27 psi	At the casing shoe	10.17 lpg		
Drill Casing ID	467 psi	At the bit Depth	10.17 lpg		
Bit	134 psi				
Annulus	398 psi				
Total	1027 psi				

Elaborado por: Melissa Condoy
Fuente: Schlumberger, 2018

La simulación del pozo TAPB-09D, se obtuvo un mayor valor de ECD es de 10.17 [lpg] en comparación con los valores que se tienen en la perforación convencional fue de 10.08.[lpg] Ver *tabla 3. 11*.

Tabla 3. 13 Cálculos de Hidráulica, pozo TAPB-09D

Bit Hydraulic		Annular Hydraulics			
Flow Rate	400.00gpm		ft/min	Re	Flow Regime
Flow Area	0.92 in ²	BHA/Open Hole	421.71	1496	Laminar
Pressure Drop	134 psi	Drill Casing 1/Open Hole	371.96	1497	Laminar
Jet Velocity	139.45 ft/sec	Drill Casing 1/Liner	194.69	1037	Laminar
Hydraulic Power	0.6 HHP	Hydraulic Lift	14.65 x 1000 lb		
Impact Force	268 lb	Bottoms Up Time.	46 mins		
Total System Loss		Equivalent Circulating Density			
Surface	27 psi	At the casing shoe	10.11 lpg		
Drill Casing ID	443	At the bit Depth	10.11 lpg		
Bit	134 psi				
Annulus	354				
Total	959				

Elaborado por: Melissa Condoy

Fuente: Schlumberger., 2018

La elección de un fluido durante la perforación de un pozo es el componente más importante que existe durante este proceso, denominado también como lodo de perforación. Porque permite enfriar la broca, estabilizar las paredes del agujero, controlar las presiones de formaciones, circular los recortes, proveer un soporte sustantivo a la sarta de perforación y transmitir potencia hidráulica a la barrena.

En esta investigación se optó por un lodo con aditivos de polímeros de 9.3 lpg. Sin embargo, también se puede emplear otro tipo de lodo con mejores propiedades óptimas para esta técnica como es el lodo en base aceite. Se refiere a lodos preparados en aceite como crudo, petróleo o minerales de este, con un porcentaje de 1 a 5% de volumen de agua. Son estables a altas temperaturas, ideales para formaciones con lutitas problemáticas, anhidrita, salinas, intercalaciones de asfalto, zonas de alta presión y con baches para liberar tuberías pegadas por presión diferencia. Permite perforar zonas productoras, ya que no causan problemas de hinchamiento en las arcillas de formación y hoyos direcciones.

Las principales ventajas del uso de un lodo base aceite es que minimiza los problemas de torque y arrastre como pega de tubería perforar bajo balance, menor presencia de corrosión que se presenta regularmente en la perforación convencional. A pesar de ser un lodo ideal para esta técnica, tiene varias limitaciones como el impacto en el medio ambiente debido a su toxicidad, costos, los cálculos de hidráulica y ECD, Iteración en los valores de cromatografía de los gases e hidrocarburos de las zona de interés, presencia de espuma.

3.1. ANÁLISIS DE COSTOS

El análisis de costos de operación consiste en comparar, los costos que originalmente resultaron de la perforación convencional de los pozos TAPI-A001I, TAPB-09D, YCAE-028 y YCAF-029, con los costos estimados que se tendrían en la perforación de los pozos citados con la técnica Liner Drilling.

Los pozos candidatos presentaron dos escenarios distintos; los pozos del campo Tapi-Tetete, no presentaron problemas operacionales y la geometría de los pozos permitió implementar la técnica LD con tecnología Simple Drill Down, mientras que los pozos del campo Yuca presentaron problemas operacionales, produciendo NPT's, fishing y sidetracks, la geometría de los pozos no permitió implementar la tecnología Simple Drill Down, pero si es posible con el sistema direccional de liner.

Para realizar la comparación, entre la técnica LD y la perforación convencional es necesario los pozos del campo Yuca también sean prospectivos es decir que se hayan perforado normalmente; para que el estudio no sea sólo una solución cuando haya pega de tuberías. Los costos de NPT's, fishing y sidetrack no serán tomados en cuenta, de esta manera se podrá realizar el análisis con similares escenarios y así obtener la factibilidad de la técnica Liner Drilling.

Los pozos candidatos al presente estudio, fueron perforados en el año 2014 del campo Tapi-Tetete y 2015 del campo Yuca, para analizar sus costos es necesario llevarlos al año presente (2018) mediante la utilización de la fórmula del VAN (valor actual neto).

VAN: Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. (Valor actual neto, 2018).

Para nuestro análisis se diferencia en que los flujos futuros serán reemplazados por los valores pasados. Para así determinar el valor actual neto o valor presente utilizando una tasa de interés pasiva referencial (tasa de descuento anual) de 5.08 % generada del Banco Central del Ecuador, siendo un ente Gubernamental y sus datos son utilizados en la contabilidad de las diferentes empresas o proyectos.

$$VAN = \frac{V_{PAS}}{(1 + i)^n} \quad (3.11)$$

Donde:

VAN = VP = Valor presente

V_{PAS} = Valor pasado

i = tasa de descuento anual

n = número de años

La tabla 3.12 se observa los costos totales, en la sección 8 ½” de cada una de las operaciones durante la perforación, en los Anexos XII y XIII, se detalla los costos por día de la perforación convencional de los pozos del campo Tapi-Tetete, obtenidos de los reportes diarios de Petroamazonas. Los Anexos XIV y XV de los pozos YCAE-028 y YCAF-029, detalla los costos diarios determinados a partir de los costos, pero proyectados como pozos perforados con éxito.

Tabla 3. 14 Costos Totales de Perforación Convencional en la sección 8 ½”

COSTOS TOTALES DE PERFORACIÓN CONVENCIONAL				
DESCRIPCIÓN DEL COSTO	TAPI-A001I	TAPB-09D	YCAE-028	YCAF-029
COMBUSTIBLES DEPERFORACION	\$ 6,828.98	\$ 13,236.39	\$ 10,688.83	\$ 5,370.95
MATERIALES CABEZAL DE POZO	-	-	-	-
RENTA DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN	\$ 17,521.93	-	-	\$ 23,633.44
SERVICIO CEMENTACION PERFORACIÓN	\$ 80,152.40	\$ 78,092.06	\$ 76,758.06	\$ 85,316.25
SERVICIO DE BASE PERMANENTES	\$ 6,216.30	\$ 9,680.82	-	\$ 643.17
SERVICIO DE CAMION VACCUM	\$ 3,690.90	\$ 4,871.99	\$ 2,174.64	\$ 3,559.30
SERVICIO DE CATERING PERFORACIÓN	\$ 7,809.94	\$ 10,422.28	-	\$ 5,810.40
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS	\$ 39,039.88	\$ 49,290.74	\$ 52,173.28	\$ 44,438.95
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBERIA	\$ 7,700.04	\$ 8,075.69	\$ 11,005.73	\$ 6,942.98
SERVICIO DE DIRECCIONAL	\$ 40,822.99	\$ 28,729.14	\$ 108,608.98	\$ 42,861.46
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO	-	-	-	\$ 7,334.03
SERVICIO DE INSPECCIÓN	-	-	\$ 917.92	\$ 33,064.80
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL	\$ 3,187.30	\$ 1,648.60	\$ 38,068.89	-
SERVICIO DE LINER HANGER	\$ 68,476.85	\$ 68,476.85	\$ 64,229.35	\$ 64,229.74
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACIÓN	\$ 8,516.96	\$ 13,274.94	\$ 37,438.97	\$ 10,309.48
SERVICIO DE REGISTROS ELECÉTRICOS	\$ 112,469.92	\$ 134,697.34	-	\$ 105,433.32
SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACIÓN	\$ 2,870.70	\$ 4,101.00	\$ 2,731.92	\$ 2,322.13
SERVICIO LIMPIEZA Y ACONDICIONAMIENTO	-	\$ 17,850.01	-	-
SERVICIO DE LODOS PERFORACION	\$ 62,600.12	\$ 41,154.35	\$ 30,141.91	\$ 49,784.92
SERVICIO LWD	-	-	\$ 26,111.68	-
SERVICIO DE TALADRO PERFORACION	\$ 148,372.53	\$ 235,823.89	\$ 162,161.21	\$ 147,707.80
SERVICIO TOMA DE NUCLEOS	-	\$ 73,264.36	-	-
SERVICIOS LUMP SUB BROCCAS	\$ 114,827.99	\$ 96,373.50	\$ 99,754.05	\$ 84,143.09
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	\$ 11,804.32	\$ 13,757.09	-	\$ 17,172.06
TOTAL:	\$ 742,910.06	\$ 902,821.04	\$ 722,965.42	\$ 740,078.26

Elaborado por: Melissa Condoy

Fuente: Petroamazonas EP., 2018

A pesar de que los pozos del campo Yuca, YCAE-028 y YCAF-029 en la realidad tuvieron un costo total en su sección de 8 ½” de \$1,436,061.15 y \$2,717,645.30 respectivamente.

El costo de la técnica LD, utilizando la tecnología Simple Drill Down se determinó mediante la suma de los costos de: zapata perforadora, anillos de torque, tubería de revestimiento (consumibles), servicio de corrida de tubería y rotación. Se eliminan las operaciones de servicio de telemetría, direccionales, lump sub brocas, toma de núcleos, limpieza y acondicionamiento, como se aprecia en la Tabla 3. 15. (Anexo XVI y XVII)

Tabla 3. 15 Costos Totales de LD – Simple Drill Down System, sección 8 ½”, Campo Tapi-Tetete

COSTOS TOTALES DE LD-SIMPLE DRILL DOWN		
DESCRIPCIÓN DEL COSTO	TAPI-A001I	TAPB-09D
COMBUSTIBLES DE PERFORACION	\$ 4,427.40	\$ 9,397.00
LINER DRILLING	\$ 41,712.90	\$ 58,283.40
MATERIALES CABEZAL DE POZO	-	\$ 35,906.70
RENTA DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN	\$ 17,521.90	\$ 14,604.50
SERVICIO CEMENTACION PERFORACIÓN	\$ 80,152.40	\$ 80,552.70
SERVICIO DE BASE PERMANENTES	\$ 4,718.60	\$ 7,695.90
SERVICIO DE CAMION VACCUM	\$ 2,657.40	\$ 3,764.70
SERVICIO DE CATERING PERFORACIÓN	\$ 5,698.70	\$ 8,751.50
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS	\$ 29,035.10	\$ 38,547.80
SERVICIO DE EQUIPO PESADO PERFORACIÓN	\$ 2,050.50	\$ 3,280.80
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO	\$ 5,536.30	\$ 8,858.20
SERVICIO DE GYRO	\$ 6,069.50	\$ 6,069.50
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL	\$ 3,187.30	\$ 1,648.60
SERVICIO DE LINER HANGER	\$ 68,476.90	\$ 68,476.90
SERVICIO DE LODOS PERFORACION	\$ 19,597.90	\$ 36,042.00
SERVICIO DE TALADRO PERFORACIÓN	\$ 101,207.80	\$ 188,659.10
TOTAL:	\$ 392,050.70	\$ 570,539.30

Elaborado por: Melissa Condoy

Posteriormente se compara las tablas citadas anteriormente, a través del cálculo del ahorro y de esta manera se determina la rentabilidad de la técnica LD. El pozo TAPI-A001 y TAPB-09D, implementando la tecnología Simple Drill Down se tiene un ahorro que representa 47.23% y 36.80% respectivamente.

Tabla 3. 16 Impacto económico. Campo Tapi-Tetete

POZO	TAPI-A001I	TAPB-09D
AHORRO	\$350,859.40	\$332,281.74
%	47.23%	36.80%

Elaborado por: Melissa Condoy

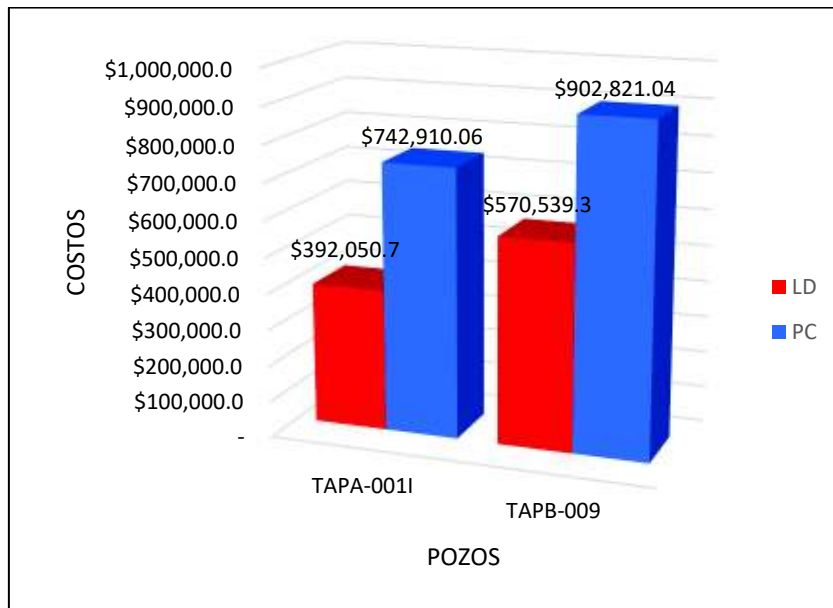


Figura 3. 11 Impacto económico entre la PC y LD- Drill Down System
Elaborado por: Melissa Condoy

Los pozos YCAE-028 y YCAF-029, son analizados utilizando tecnología direccional Steerable Drilling Liner (SDL) explicados en el capítulo I. El costo de esta operación es de aproximadamente \$ 90,000.00 sin consumibles, para el análisis de costos, se adiciona los costos de anillos de torque, casing bits y la tubería de revestimiento.

En los Anexos XVIII y XIX se detalla los costos diarios con consumibles en cada operación.

Tabla 3. 17 Costos Totales por pozo LD - Steerable Drilling Liner, sección 8 ½”,
Campo Yuca

COSTOS TOTALES DE LD - STEERABLE DRILLING LINER		
DESCRIPCIÓN DEL COSTO	YCAE-028	YCAF-029
COMBUSTIBLES DE PERFORACION	\$ 11,808.91	\$ 5,571.55
LINER DRILLING	\$ 617,709.29	\$ 611,403.34
MATERIALES CABEZAL DE POZO	-	-
RENTA DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN	-	\$ 499.55
SERVICIO CEMENTACION PERFORACIÓN	\$ 76,328.75	-
SERVICIO DE BASE PERMANENTES	-	\$ 967.88
SERVICIO DE CAMION VACCUM	\$ 2,485.27	\$ 4,159.54
SERVICIO DE CATERING PERFORACIÓN	-	\$ 6,387.23
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS	\$ 41,977.76	\$ 33,678.31
SERVICIO DE EQUIPO PESADO PERFORACIÓN	\$ 3,122.19	\$ 3,715.41
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO	\$ 9,447.75	\$ 9,375.16

SERVICIO DE GYRO	\$ 6,010.22	\$ 6,010.22
SERVICIO DE INSPECCIÓN	\$ 917.92	\$ 917.92
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL	\$ 38,068.89	\$ 41,836.60
SERVICIO DE LINER HANGER	\$ 64,229.35	\$ 64,229.74
SERVICIO DE LODOS PERFORACION	\$ 38,327.25	\$ 55,539.90
SERVICIO DE TALADRO PERFORACIÓN	\$ 185,327.10	\$ 187,194.17
TOTAL:	\$ 1,095,760.68	\$ 1,031,486.53

Elaborado por: Melissa Condoy

Posteriormente se compara las *tablas 3. 12 y 3. 15* citadas anteriormente, a través del cálculo del ahorro y de esta manera se determina la rentabilidad de la técnica LD. El pozo YCAE-028 y YCAF-029, implementando la tecnología SDL se determinó que no existe ahorro sino al contrario, genera una pérdida de 48.18% y 39.25% frente a la perforación convencional.

Tabla 3. 18 Impacto económico, Campo Yuca

POZO	YCAE-028	YCAF-029
AHORRO	-\$356,888.56	-\$291,408.27
%	-48.30%	-39.38%

Elaborado por: Melissa Condoy

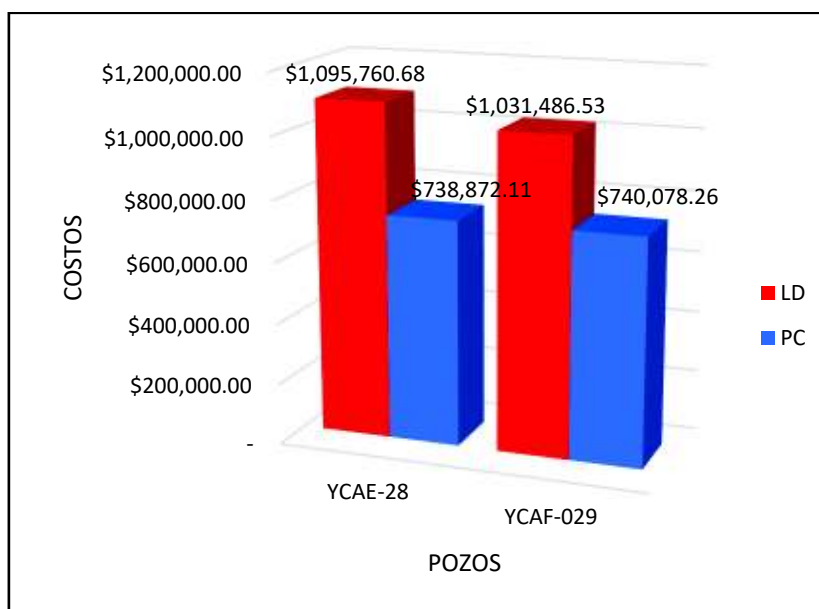


Figura 3. 12 Impacto económico entre la PC y Steerable Drilling Liner (LD)
Elaborado por: Melissa Condoy

3.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA TÉCNICA LINER DRILLING, TECNOLOGÍA SIMPLE DRILL DOWN

Ventajas

- En un solo viaje se perfora el agujero y se reviste con el liner para posteriormente cementarlo y colgarlo a través de un colgador expandible.
- No requiere de ningún tipo BHA perforación
- Es una técnica que ahorra tiempo y costos
- Mejora la remoción de recortes, debido a una mayor velocidad en el espacio anular, por efecto de plastering.
- Mejora el control del pozo, disminuyendo los atascamientos y desviaciones no programadas
- Mitiga problema de pérdida de circulación.

Desventajas:

- Solo aplica para pozos con longitudes de liners menores a los 700 ft y verticales.
- No aplica para pozos que requieran altos torques ni altos pesos sobre la broca al momento de perforar.
- Requiere conexión Premium o anillos de torque en conexiones API.
- No permite la medición de datos o registros a tiempo real.

CAPITULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. CONCLUSIONES

- Mediante el análisis técnico y económico se determinó, que el uso de la técnica Liner Drilling es factible para los casos citados del Campo Tapi-Tetete usando la tecnología Simple Drill Down, pozos donde la sección de 8 ½" es vertical. Los resultados de las simulaciones y cálculos obtenidos están dentro de los límites que soporta el liner y las conexiones; además sus costos comparados con la perforación convencional generaron ahorros.
- Los ejemplos tomados del Campo Yuca no fueron viables para la implementación de la técnica Liner Drilling utilizando la tecnología Simple Drill Down, para ello se usa la tecnología direccional Steerable Drilling Liner (SDL), pero no se realiza el respectivo análisis debido a su factibilidad económica, aunque si sea viable.
- La técnica Liner Drilling, funciona con tres tipos de tecnologías: Sistema de Liner Drilling No Recuperable, Sistema de Liner Drilling Recuperable, Simple Drill Down o Ream Down Systems y Perforación Direccional con Liner - Steerable Drilling Liner (SDL).
- La técnica LD, permite mitigar y minimizar los riesgos operacionales como pega de tubería y desviaciones no programadas, pérdidas de circulación, caídas de presiones, mejorando la remoción de cortes debido a una mayor velocidad en el espacio anular que elimina viaje adicionales; por lo tanto minimiza tiempos planos y viajes de tubería de perforación, toma de registro en agujero abierto, tiempos no productivos en los pozos, generando ahorros; a pesar de ello el uso de diferentes tecnologías también puede no ser rentable, pero si viable.
- La zona productora, es una de las secciones más importantes, porque al perforarse con éxito, permitirá la futura producción de petróleo y se recuperará la inversión del pozo. En este estudio se observó que la sección 8 ½", al presentar problemas operacionales, genera tiempos no productivos, fishing y sidetracks y produciendo pérdidas en costos.

- El uso de la tecnología Simple Drill Down, es un método de perforación con liner que no requiere del uso de un BHA convencional de perforación, el proceso de trabajar con esta tecnología es perforar, simultáneamente revestir la sección en nuestro estudio de 8 ½", cementar y expandir el liner hanger en un solo viaje. En su análisis se corroboró que en estos ejemplos generaron un ahorro aproximadamente del 40%, elimina tiempos planos, pero, la desventaja es que solo se puede aplicar en pozos de longitudes de liner cortas y verticales.

4.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda que se realicen estudios más estudios de campo sobre las tecnologías de la técnica Liner Drilling, con la finalidad de que ganen confiabilidad en mercado y así se reduzca el costo de implementar dicha técnica.
- La tecnología Simple Drill Down, es recomendable sólo en pozos en los cuales la sección de producción sea totalmente vertical, en este estudio desde la zapata del casing de 9 5/8" hasta TD, con un ángulo menor o igual a 5°.
- Utilizar anillos de torque para conexiones BTC de liner, de esta manera se amplía el margen de trabajo de la conexión debido al torque geométrico, permitiendo rotar y perforar de forma más eficiente.
- Se recomienda tener un control constante y minucioso en las lecturas de los niveles de torque, retornos, ROP y RPM con la finalidad de permanecer dentro de los rangos y parámetros simulados. De esta manera se podría disminuir daños y fallas a las conexiones del liner y a nivel del setting tool que contiene el colgador.
- Al tener un espacio en el anular mucho más reducido por implementar esta técnica, se debe tener las propiedades reológicas adecuadas para controlar el ECD y no provocar daños a la formación mientras se perfora, teniendo un buen manejo de recortes.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agishev, A., & Gelfgat, M. (2017). Design of 5 Liner Drilling System for Directional Drilling. *SPE Society of Petroleum Engineers*, 2-6.
- Albariño, L. (Octubre de 2008). *LAS SECUENCIAS CRETÁICAS DEL SURORIENTE Y EL SUBANDINO SUR. UN MODELO SECUENCIAL, CUENCA ORIENTE. ECUADOR.* Obtenido de ResearchGate: https://www.researchgate.net/publication/303851436_LAS_SECUENCIAS_CRETACICAS_DEL_SURORIENTE_Y_EL_SUBANDINO_SUR_UN_MODELO_SECUENCIAL_CUENCA_ORIENTE_ECUADOR
- Araujo, A. (16 de Diciembre de 2015). Auca, una de las áreas petroleras más prouctivas. *EL COMERCIO*. Obtenido de <http://www.elcomercio.com/actualidad/auca-areas-petroleras-productivas-ecuador.html>.
- Baby, P., Ribadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cueca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito: ISBM.
- Balock, J. (1982). *Geologia del Ecuador*. Quito: IGM.
- Birrantés, D. (5 de Febrero de 2005). *Rosca Buttress*. Obtenido de A: https://www.academia.edu/17352295/ROSCA_BUTTRESS_BCN
- Caron, O., & Antoine, C. (2015). *connection THE VALLOUREC OIL & GAS ONLINE MAGAZINE*. Obtenido de <http://www.connection-mag.com/?p=4154>
- Caron, O., & Caillard, A. (Junio de 2015). *Vallourec advanced drilling with casing solutions*. Obtenido de connection THE VALLOUREC OIL & GAS ONLINE MAGAZINE: <http://www.connection-mag.com/?p=4154>
- Clark, L., & McClain, E. (18 de Marzo de 2005). *Casing/Liner Drilling: Potential Game Changer for Future Mediterranean Operations*. Ravenna, Italy.
- eltelegrafo. (16 de Diciembre de 2015). *El bloque 61 se beneficia con una alianza público-privada*. Obtenido de eltelegrafo: <https://www.eltelegrafo.com.ec/noticias/economia/8/el-bloque-61-se-beneficia-con-una-alianza-publico-privada>

- Eriksen, E., Herrera, D., Moffitt, M., Rodriguez, G., & Mazzaferro, G. (2011). Development of a Liner Drilling System Incorporating a Retrievable Bottom Hole Assembly. *SPE/IADC*, 1-2.
- Fonteor, K., Lesso, B., Strickler, R., & Warren, T. (Septiembre de 2005). Perforación de pozos direccionales. Houston, Texas, EEUU.
- Grindhaug, G., Wenn, T., Eidem, M., Schwartz, S., & Regener, T. (2017). Implementing Liner Drilling to Achieve Increased Well Construction. *Society OF Petroleum Engineers SPE.*, 1-2.
- Hernández, D. (21 de Junio de 2019). Conceptos sobre las propiedades de las tuberías y normas del API que debe considerar el usuario para su diseño. *TenariaTamsa*.
- Luis, A. (Octubre de 2008). *Sistemas Petroleros de la Cuenca Oriente, Ecuador*. Obtenido de ResearchGate: https://www.researchgate.net/publication/303851380_Sistemas_Petroleros_de_la_Cuenca_Oriente_Ecuador
- Mota, D., Campo, D., Menezes, J., Smith, P., & Jackson, T. (2006). Rotary Liner Drilling Application in Deepwater Gulf of Mexico. *IADC/SPE*, 1.
- Ortiz, B., González, J., Diaz, E., & Manilla, J. (2005). Ingeniería para la Perforación no Convencional, Aplicando análisis Triaxial para determinar esfuerzos críticos. *CIPM*, 1.
- PETROBLOGGER.COM. (20 de Junio de 2010). Obtenido de PERFORACION CON ZAPATA PERFORADORA: <http://ingenieriadepetroleo.com/perforacion-con-zapata-perforadora/>
- PETROBLOGGER.COM. (Junio de 20 de 2010). Obtenido de <http://ingenieriadepetroleo.com/perforacion-con-zapata-perforadora/>
- Reflex Gyro*. (2017). Obtenido de Expert Drilling: <http://www.expertdrilling.com/categorias-maquinas/equipos-de-medicion/reflex-gyro.php>
- Ronda Campos Menores 2017*. (Junio de 2017). Obtenido de Petroamazonas EP: <http://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/06/TTT-TAP.pdf>

Rosenberg, S., & Gala, D. (2011). Liner Drilling Technology as a Tool to Reduce Non-productive Time: An Update. *AADE AMERICAN ASSOCIATION of DRILLINGS ENGINEERS*, 1.

Suministro E Instalación Anillos De Torque. (2018). Obtenido de PONTERR INSTRUMENT SERVICES SAS: <http://www.pointerinstrument.com/index.php/productos-y-servicios?id=267>

TDDIRECT Tecnología de perforación con tubería de revestimiento y liner. (2013). Obtenido de Schlumberger: https://www.slb.com/~media/Files/drilling/brochures/drilling_applications/tddirect_br_esp.pdf

TenarisHydril. (4 de Octubre de 2010). TenarisHydril Conexiones Premium para conexiones exigentes. *TenarisHydril*, 6.

UBHO Subs. (s.f.). Obtenido de RDE Technology: http://www.rdetechology.com/?page_id=1610

Valor actual neto. (17 de Julio de 2018). Obtenido de Wikipedia: https://es.wikipedia.org/wiki/Valor_actual_neto

VAM TOP. (2010). Obtenido de VAM: <http://1153761.sites.myregisteredsite.com/sp/vam-top.aspx>

Vam Top Equivalent Tubing. (2014). Obtenido de Dynoland International Trading Co., LTD: <http://dynoland.btrworlds.com/vam-top-equivalent-tubing/api-casing-pipe-9-5-8-with-vam-top-equivalent-4404499.html>

Van, A., Lardapide, M., Sanguino, J., Hoare, C., & Benigni, E. (20 de Octubre de 2010). *Casing while drilling (CwD) Eliminación de Tiempos no Productivos y Aumento de Producción*. Obtenido de <http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/listados/trabajosPerfo/3VIERNES/16.30/CWD.pdf>

Velarde, D., & Ochoa, M. (11 de Enero de 2011). *Repositorio digital Universidad Técnica del Norte*. Obtenido de Valoración económica y social de los pasivos ambientales generados en los pozos de producción del Campo Auca, Provincia de Orellana:

<http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/219/6/03%20REC%20117%20MAPAS.pdf>

Warren, T. (2014). Casing drilling effective with retrievable assemblies. *Drilling Contractor*, 40.

Word DC SLIDE. (2 de Julio de 2015). Obtenido de <https://docslide.net/documents/columna-estratigrafica-ecuador.html>

ANEXOS

ANEXO I ESPECIFICACIONES DE LA ZAPATA PERFORADORA

Specifications

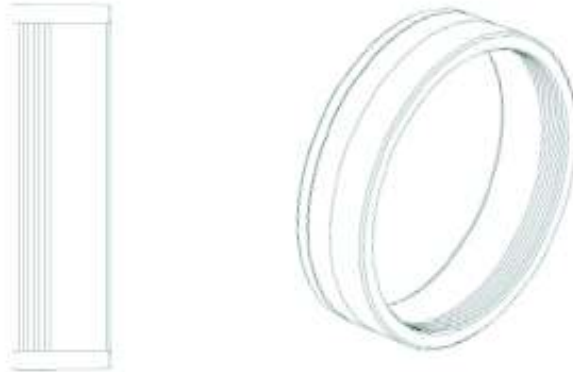
Nominal size (in.)	7 × 8-1/4	7 × 8-3/8	7 × 8-1/2	7-5/8 × 8-1/2	7-5/8 × 8-1/2	7-5/8 × 8-7/16	7-5/8 × 9-7/8	7-5/8 × 9-7/8
Part number	DS2-070082	DS2-070083	DS2-070084	DS2-075084	DS2-075084-S1	DS2-076084	DS2-075097	DS2-075097
Defyer Code	DT306-070082	DT306-070083	DT306-070084	DT306-075084	DT406-075084	DT306-076084	DT306-075097	DT406-075097
OD (in./mm)	8-1/4 209.6	8-3/8 212.7	8-1/2 215.9	8-1/2 215.9	8-1/2 215.9	8-7/16 214.3	9-7/8 250.8	9-7/8 250.8
Casing size (in./mm)	7 177.8			7-5/8 193.7				
Casing weight and grade	As requested							
Connection	As requested							
Length (ft/m)	1.93 0.59	1.90 0.58			1.92 0.59		1.90 0.58	1.92 0.59
Approx. Weight (lb/kg)	92 42	94 43	97 44	108 49		110 50	123 56	115 52
Number of blades	3				4	3		
Number of nozzles	3				4	3		
Cutting structure (drillable core)	6mm TSP							
Cutting structure (on casing body)	PDC							
Gauge length (in./mm)	5.83 148.1	5.77 146.6	5.76 146.3	5.70 144.8	5.76 146.3	5.51 140.0	5.50 140.0	5.34 135.6
Gauge protection	Tungsten carbide briquettes							
Total flow area	Dependent on nozzle selection							
Junk slot area (in. ² /cm ²)	8.3 53.9	6.7 43.4	7.6 48.8	6.9 44.8	4.6 29.6	5.8 37.7	23.0 148.1	19.9 128.2
Body material	110 ksi Minimum Yield							
Nose material	Drillable alloy							

En el presente anexo, los datos resaltados de color amarillo corresponden a las propiedades de la zapata perforadora seleccionada en el presente estudio.

Fuente: Weatherford International Ltd.

ANEXO II PROPIEDADES DE LOS ANILLOS DE TORQUE MLT

Volant Multi-Lobed Torque (MLT) Ring.



7.0" 26.0Lb/Ft P110. BTC Casing

Pipe Specifications

Outside Diameter	Wall Thickness	Inside Diameter	Drift Diameter	Plain End Area	Pipe Body Yield	Internal Yield Pressure	Collapse Resistance
In	In	In	In	In ²	Lb	PSI	PSI
7.000	0.362	6.276	6.151	7.549	604.000	7.240	5.410

Connection Specifications

Min Coupling Length		Coupling Diameter		Joint Strength		Internal Yield Pressure	
Regular	Sp. Cl. *	Regular	Sp. Cl. *	Regular	Sp. Cl. *	Regular	Sp. Cl. *
In	In	In	In	Lb	Lb	PSI	PSI
10.000	10.000	7.656	7.375	641.000	533.000	7.240	5.740

MLT Ring Torque Specification

Expected API Minimum Shoulder Torque	Maximum Delta Torque (with Torque Monitoring) **	Maximum Delta Torque (without Torque Monitoring) **	Target Torque (with Torque Monitoring) **	Target Torque (without Torque Monitoring) **
Ft.lbs	Ft.lbs	Ft.lbs	Ft.lbs	Ft.lbs
6.620	19.366	14.524	25.986	21.144

Especificaciones de la tubería, conexiones y anillos de torque MLT.

Fuente: Volant Oil Tools Inc., 2018

ANEXO III UPSET DRILL PIPE FOR WELD ON TOOL JOINTS DIMENSIONS AND WEIGHTS

Table 7—Upset Drill Pipe for Weld-on Tool Joints Dimensions and Weights (Group 1)														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
Designations ^a	Weight	Calculated Weight					Upset Dimensions, in. ^{a,f}							
		Outside Diameter <i>D</i>	Wall Thickness <i>t</i>	Inside Diameter <i>d</i>	Plain End lb/ft <i>w_{pe}</i>	Upset ^d lb <i>e_w</i>	Length of Internal Taper, ^g Min. <i>L_{iu}</i>	Length of External Upset, Min. <i>m_{iu}</i>	Length of External Taper, Min. <i>L_{eu}</i>	Length of External Taper		Length End of Pipe to Taper Fadeout, Max. <i>L_{eu} + m_{eu}</i>		
										Max.	Min.			
Size		<i>D</i>	<i>t</i>	<i>d</i>	<i>w_{pe}</i>	<i>e_w</i>	Outside Diameter ^b at End of Pipe, ^c + ¹ / ₈ , - ¹ / ₃₂	Inside Diameter of Pipe, ^c + ¹ / ₂ ^h , ± ¹ / ₁₆	Upset ^g - ¹ / ₂	Internal Taper, ^g Min.	External Upset, Min.	Min.	Max.	Max.
Internal-Upset Drill Pipe														
2 ⁷ / ₈	10.40	2.875	0.362	2.151	9.72	3.20	2.875	1 ⁵ / ₁₆	1 ³ / ₄	1 ¹ / ₂	—	—	—	—
3 ¹ / ₂	9.50	3.500	0.254	2.992	8.81	4.40	3.500	2 ¹ / ₄	1 ³ / ₄	—	—	—	—	—
3 ¹ / ₂	13.30	3.500	0.368	2.764	12.31	4.40	3.500	1 ¹⁵ / ₁₆	1 ³ / ₄	1 ¹ / ₂	—	—	—	—
3 ¹ / ₂	15.50	3.500	0.449	2.602	14.63	3.40	3.500	1 ¹⁵ / ₁₆	1 ³ / ₄	1 ¹ / ₂	—	—	—	—
*4	11.85	4.000	0.262	3.476	10.46	4.20	4.000	2 ¹⁵ / ₁₆	1 ³ / ₄	—	—	—	—	—
4	14.00	4.000	0.330	3.340	12.93	4.60	4.250	2 ³ / ₄	1 ³ / ₄	2	—	—	—	—
*4 ¹ / ₂	13.75	4.500	0.271	3.958	12.24	5.20	4.750	3 ³ / ₈	1 ³ / ₄	—	—	—	—	—
*5	16.25	5.000	0.296	4.408	14.87	6.60	5.000	3 ³ / ₄	1 ³ / ₄	—	—	—	—	—
External-Upset Drill Pipe														
2 ³ / ₈	6.65	2.375	0.280	1.815	6.26	1.80	2.656	1.815	—	—	1 ¹ / ₂	1 ¹ / ₂	—	4
2 ⁷ / ₈	10.40	2.875	0.362	2.151	9.72	2.40	3.219	2.151	—	—	1 ¹ / ₂	1 ¹ / ₂	—	4
3 ¹ / ₂	9.50	3.500	0.254	2.992	8.81	2.60	3.938	2.992	—	—	1 ¹ / ₂	1 ¹ / ₂	—	4
3 ¹ / ₂	13.30	3.500	0.368	2.764	12.31	4.00	3.938	2.602	2 ¹ / ₄	2	1 ¹ / ₂	1 ¹ / ₂	—	4
3 ¹ / ₂	15.50	3.500	0.449	2.602	14.63	2.80	3.938	2.602	—	—	1 ¹ / ₂	1 ¹ / ₂	—	4
*4	11.85	4.000	0.262	3.476	10.46	5.00	4.500	3.476	—	—	1 ¹ / ₂	1 ¹ / ₂	—	4
4	14.00	4.000	0.330	3.340	12.93	5.00	4.563	3.340	—	—	1 ¹ / ₂	1 ¹ / ₂	—	4
*4 ¹ / ₂	13.75	4.500	0.271	3.958	12.24	5.60	5.063	3.958	—	—	1 ¹ / ₂	1 ¹ / ₂	—	4
4 ¹ / ₂	16.60	4.500	0.337	3.826	14.98	5.60	5.063	3.826	—	—	1 ¹ / ₂	1 ¹ / ₂	—	4
4 ¹ / ₂	20.00	4.500	0.430	3.640	18.69	5.60	5.063	3.640	—	—	1 ¹ / ₂	1 ¹ / ₂	—	4
Internal-External Upset Drill Pipe														
4 ¹ / ₂	16.60	4.500	0.337	3.826	14.98	8.10	4.750	3 ⁵ / ₃₂	2 ¹ / ₂	2	1 ¹ / ₂	1	1 ¹ / ₂	—
4 ¹ / ₂	20.00	4.500	0.430	3.640	18.69	8.60	4.781	3	2 ¹ / ₄	2	1 ¹ / ₂	1	1 ¹ / ₂	—
5	19.50	5.000	0.362	4.276	17.93	8.60	5.188	3¹¹/₁₆	2¹/₄	2	1¹/₂	1	1¹/₂	—
5	25.60	5.000	0.500	4.000	24.03	7.80	5.188	3 ⁷ / ₁₆	2 ¹ / ₄	2	1 ¹ / ₂	1	1 ¹ / ₂	—
5 ¹ / ₂	21.90	5.500	0.361	4.778	19.81	10.60	5.750	4	2 ¹ / ₄	2	1 ¹ / ₂	1	1 ¹ / ₂	—
5 ¹ / ₂	24.70	5.500	0.415	4.670	22.54	9.00	5.750	4	2 ¹ / ₄	2	1 ¹ / ₂	1	1 ¹ / ₂	—
6 ³ / ₈	25.20	6.625	0.330	5.965	22.19	25.87	7.000	5.315	4 ¹ / ₂	2	3	—	—	5 ¹ / ₂
6 ³ / ₈	27.70	6.625	0.362	5.901	24.21	24.00	7.000	5.315	4 ¹ / ₂	2	3	—	—	5 ¹ / ₂

Fuente: API SPEC 5C

ANEXO IV TOOL JOINT DIMENSIONS FOR GRADE E75, X95, G105 AND S135

Table 7—Tool Joint Dimensions For Grades E75, X95, G105, and S135 Drill Pipe													
Drill Pipe				Tool Joint									
Tool Joint Designation ^a	Size and Style	Nom. Wt. ^b lb/ft	Grade	Outside	Inside	Bevel Dia.	Total	Pin	Box	Combined	Dia. of	Dia. of	Torsional
				Dia. of Pin and Box $\pm 1/32$ <i>D</i>	Dia. of Pin ^c $\pm 1/64$ $-1/32$ <i>d</i>	of Pin and Box $\pm 1/64$ <i>D_F</i>	Length of Tool Joint Pin $\pm 1/8$ $-3/8$ <i>L_P</i>	Tong Space $\pm 1/4$ <i>L_{PS}</i>	Tong Space $\pm 1/4$ <i>L_B</i>	Length of Pin and Box $\pm 1/2$ <i>L</i>	Pin at Elevator Upset Max. <i>D_{PE}</i>	Box at Elevator Upset Max. <i>D_{BE}</i>	Ratio, Pin to Drill Pipe
NC26	2 ³ / ₈ EU	6.65	E75	3 ³ / ₈	1 ³ / ₄	3 ¹⁷ / ₆₄	10	7	8	15	2 ⁹ / ₁₆	2 ⁹ / ₁₆	1.10
			X95	3 ³ / ₈	1 ³ / ₄	3 ¹⁷ / ₆₄	10	7	8	15	2 ⁹ / ₁₆	2 ⁹ / ₁₆	0.87
			G105	3 ³ / ₈	1 ³ / ₄	3 ¹⁷ / ₆₄	10	7	8	15	2 ⁹ / ₁₆	2 ⁹ / ₁₆	0.79
NC31	2 ⁷ / ₈ EU	10.40	E75	4 ¹ / ₈	2 ¹ / ₈	3 ⁶¹ / ₆₄	10 ¹ / ₂	7	9	16	3 ³ / ₁₆	3 ³ / ₁₆	1.03
			X95	4 ¹ / ₈	2	3 ⁶¹ / ₆₄	10 ¹ / ₂	7	9	16	3 ³ / ₁₆	3 ³ / ₁₆	0.90
			G105	4 ¹ / ₈	2	3 ⁶¹ / ₆₄	10 ¹ / ₂	7	9	16	3 ³ / ₁₆	3 ³ / ₁₆	0.82
			S135	4 ³ / ₈	1 ⁵ / ₈	3 ⁶¹ / ₆₄	10 ¹ / ₂	7	9	16	3 ³ / ₁₆	3 ³ / ₁₆	0.82
NC38 ^d	3 ¹ / ₂ EU	9.50	E75	4 ³ / ₄	2 ¹¹ / ₁₆	4 ³⁷ / ₆₄	11 ¹ / ₂ ^d	8	10 ¹ / ₂	18 ¹ / ₂	3 ⁷ / ₈	3 ⁷ / ₈	0.91
NC38	3 ¹ / ₂ EU	13.30	E75	4 ³ / ₄	2 ¹¹ / ₁₆	4 ³⁷ / ₆₄	12	8	10 ¹ / ₂	18 ¹ / ₂	3 ⁷ / ₈	3 ⁷ / ₈	0.98
			X95	5	2 ⁹ / ₁₆	4 ³⁷ / ₆₄	12	8	10 ¹ / ₂	18 ¹ / ₂	3 ⁷ / ₈	3 ⁷ / ₈	0.87
			G105	5	2 ⁷ / ₁₆	4 ³⁷ / ₆₄	12	8	10 ¹ / ₂	18 ¹ / ₂	3 ⁷ / ₈	3 ⁷ / ₈	0.86
			S135	5	2 ¹ / ₈	4 ³⁷ / ₆₄	12	8	10 ¹ / ₂	18 ¹ / ₂	3 ⁷ / ₈	3 ⁷ / ₈	0.80
			E75	5	2 ⁹ / ₁₆	4 ³⁷ / ₆₄	12	8	10 ¹ / ₂	18 ¹ / ₂	3 ⁷ / ₈	3 ⁷ / ₈	0.97
NC40	3 ¹ / ₂ EU	15.50	X95	5	2 ⁷ / ₁₆	4 ³⁷ / ₆₄	12	8	10 ¹ / ₂	18 ¹ / ₂	3 ⁷ / ₈	3 ⁷ / ₈	0.83
			G105	5	2 ¹ / ₈	4 ³⁷ / ₆₄	12	8	10 ¹ / ₂	18 ¹ / ₂	3 ⁷ / ₈	3 ⁷ / ₈	0.90
			S135	5 ¹ / ₂	2 ¹ / ₄	5 ¹ / ₆₄	11 ¹ / ₂	7	10	17	3 ⁷ / ₈	3 ⁷ / ₈	0.87
			E75	5 ¹ / ₄	2 ¹³ / ₁₆	5 ¹ / ₆₄	11 ¹ / ₂	7	10	17	4 ³ / ₁₆	4 ³ / ₁₆	1.01
			X95	5 ¹ / ₄	2 ¹¹ / ₁₆	5 ¹ / ₆₄	11 ¹ / ₂	7	10	17	4 ³ / ₁₆	4 ³ / ₁₆	0.86
NC46	4 EU	14.00	G105	5 ¹ / ₂	2 ⁷ / ₁₆	5 ¹ / ₆₄	11 ¹ / ₂	7	10	17	4 ³ / ₁₆	4 ³ / ₁₆	0.93
			S135	5 ¹ / ₂	2	5 ¹ / ₆₄	11 ¹ / ₂	7	10	17	4 ³ / ₁₆	4 ³ / ₁₆	0.87
			E75	6	3 ¹ / ₄	5 ²³ / ₃₂	11 ¹ / ₂	7	10	17	4 ¹ / ₂	4 ¹ / ₂	1.43
			X95	6	3 ¹ / ₄	5 ²³ / ₃₂	11 ¹ / ₂	7	10	17	4 ¹ / ₂	4 ¹ / ₂	1.13
			G105	6	3 ¹ / ₄	5 ²³ / ₃₂	11 ¹ / ₂	7	10	17	4 ¹ / ₂	4 ¹ / ₂	1.02
	4 ¹ / ₂ IU	13.75	S135	6	3	5 ²³ / ₃₂	11 ¹ / ₂	7	10	17	4 ¹ / ₂	4 ¹ / ₂	0.94
			E75	6	3 ³ / ₈	5 ²³ / ₃₂	11 ¹ / ₂	7	10	17	4 ¹¹ / ₁₆	4 ¹¹ / ₁₆	1.20
			E75	6 ¹ / ₄	3 ¹ / ₄	5 ²³ / ₃₂	11 ¹ / ₂	7	10	17	4 ¹¹ / ₁₆	4 ¹¹ / ₁₆	1.09
			X95	6 ¹ / ₄	3	5 ²³ / ₃₂	11 ¹ / ₂	7	10	17	4 ¹¹ / ₁₆	4 ¹¹ / ₁₆	1.01
			G105	6 ¹ / ₄	3	5 ²³ / ₃₂	11 ¹ / ₂	7	10	17	4 ¹¹ / ₁₆	4 ¹¹ / ₁₆	0.91
4 ¹ / ₂ IEU	20.00	S135	6 ¹ / ₄	2 ³ / ₄	5 ²³ / ₃₂	11 ¹ / ₂	7	10	17	4 ¹¹ / ₁₆	4 ¹¹ / ₁₆	0.81	
		E75	6 ¹ / ₄	3	5 ²³ / ₃₂	11 ¹ / ₂	7	10	17	4 ¹¹ / ₁₆	4 ¹¹ / ₁₆	1.07	
		X95	6 ¹ / ₄	2 ³ / ₄	5 ²³ / ₃₂	11 ¹ / ₂	7	10	17	4 ¹¹ / ₁₆	4 ¹¹ / ₁₆	0.96	
		G105	6 ¹ / ₄	2 ¹ / ₂	5 ²³ / ₃₂	11 ¹ / ₂	7	10	17	4 ¹¹ / ₁₆	4 ¹¹ / ₁₆	0.96	
		S135	6 ¹ / ₄	2 ¹ / ₄	5 ²³ / ₃₂	11 ¹ / ₂	7	10	17	4 ¹¹ / ₁₆	4 ¹¹ / ₁₆	0.81	
NC50	4 ¹ / ₂ EU	13.75	E75	6 ⁵ / ₈	3 ³ / ₄	6 ¹ / ₁₆	11 ¹ / ₂	7	10	17	5	5	1.32
			E75	6 ⁵ / ₈	3 ³ / ₄	6 ¹ / ₁₆	11 ¹ / ₂	7	10	17	5	5	1.23
			X95	6 ⁵ / ₈	3 ³ / ₄	6 ¹ / ₁₆	11 ¹ / ₂	7	10	17	5	5	0.97
			G105	6 ⁵ / ₈	3 ³ / ₄	6 ¹ / ₁₆	11 ¹ / ₂	7	10	17	5	5	0.88
			S135	6 ⁵ / ₈	3 ¹ / ₂	6 ¹ / ₁₆	11 ¹ / ₂	7	10	17	5	5	0.81

Fuente: API SPEC 7

ANEXO V TOOL JOINT DIMENSIONS OF DRILL PIPE

Tool Joint Dimensions

	Drillpipe			Outside dia of pin and box D	Inside dia of pin and box d	Dia of box at elevator upset DTE	Combined length of pin and box L	
	Size and style	Nominal weight (lbm/ft)	Grade					
NC50 (4 1/2 IF)	5 IEU	19.5	E75	6 3/8	3 3/4	5 1/8	17	
			X95	6 3/8	3 1/2	5 1/8	17	
			G105	6 1/2	3 1/4	5 1/8	17	
			S135	6 5/8	2 3/4	5 1/8	17	
	5 IEU	25.6	E75	6 3/8	3 1/2	5 1/8	17	
			X95	6 1/2	3	5 1/8	17	
			G105	6 5/8	2 3/4	5 1/8	17	
NC46 (4 IF)	4 1/2 IU	13.75	E75	6	3 3/8	4 11/16	17	
	4 1/2 IEU	16.6	E75	6 1/4	3 1/4	4 11/16	17	
			X95	6 1/4	3	4 11/16	17	
			G105	6 1/4	3	4 11/16	17	
			S135	6 1/4	2 3/4	4 11/16	17	

Fuente: API RP7G

ANEXO VI NEW DRILL PIPE COLLAPSE AND INTERNAL PRESSURE DATA

Table 3—New Drill Pipe Collapse and Internal Pressure Data									
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
Size OD in.	Nominal Weight Threads and Couplings lb/ft	Collapse Pressure Based on Minimum Values, psi				Internal Pressure at Minimum Yield Strength, psi			
		E75	X95	G105	S135	E75	X95	G105	S135
2 ³ / ₈	4.85	11040.	13984.	15456.	19035.	10500.	13300.	14700.	18900.
	6.65	15599.	19759.	21839.	28079.	15474.	19600.	21663.	27853.
2 ⁷ / ₈	6.85	10467.	12940.	14020.	17034.	9907.	12548.	13869.	17832.
	10.40	16509.	20911.	23112.	29716.	16526.	20933.	23137.	29747.
3 ¹ / ₂	9.50	10001.	12077.	13055.	15748.	9525.	12065.	13335.	17145.
	13.30	14113.	17877.	19758.	25404.	13800.	17480.	19320.	24840.
	15.50	16774.	21247.	23484.	30194.	16838.	21328.	23573.	30308.
4	11.85	8381.	9978.	10708.	12618.	8597.	10889.	12036.	15474.
	14.00	11354.	14382.	15896.	20141.	10828.	13716.	15159.	19491.
	15.70	12896.	16335.	18055.	23213.	12469.	15794.	17456.	22444.
4 ¹ / ₂	13.75	7173.	8412.	8956.	10283.	7904.	10012.	11066.	14228.
	16.60	10392.	12765.	13825.	16773.	9829.	12450.	13761.	17693.
	20.00	12964.	16421.	18149.	23335.	12542.	15886.	17558.	22575.
	22.82	14815.	18765.	20741.	26667.	14583.	18472.	20417.	26250.
5	16.25	6938.	8108.	8616.	9831.	7770.	9842.	10878.	13986.
	19.50	9962.	12026.	12999.	15672.	9503.	12037.	13304.	17105.
	25.60	13500.	17100.	18900.	24300.	13125.	16625.	18375.	23625.
5 ¹ / ₂	19.20	6039.	6942.	7313.	8093.	7255.	9189.	10156.	13058.
	21.90	8413.	10019.	10753.	12679.	8615.	10912.	12061.	15507.
	24.70	10464.	12933.	14013.	17023.	9903.	12544.	13865.	17826.
6 ¹ / ₈	25.20	4788.	5321.	5500.	6036.	6538.	8281.	9153.	11768.
	27.70	5894.	6755.	7103.	7813.	7172.	9084.	10040.	12909.

Fuente: API RP7G

**ANEXO VII CASING MAKE-UP TORQUE. GUIDE LONG THREAD
RECOMMENDED MAKE-UP TORQUE**

O.D. In. mm	Nominal Weight lb/ft - kg/m	Grade	Torque ft-lb—kg-m					
			Minimum		Optimum		Maximum	
5-1/2 139.7	23.0	C - 75	3550	490	4730	650	5910	820
		N - 80	3770	520	5020	690	6280	870
	34.22	C - 95	4290	590	5720	790	7150	990
		P - 110	5010	690	6680	920	8350	1150
6-5/8 168.3	20.0	J - 55	2000	280	2660	370	3330	460
		K - 55	2180	300	2900	400	3630	500
	24.0	J - 55	2550	350	3400	470	4250	590
		K - 55	2790	390	3720	510	4650	640
		C - 75	3400	470	4530	630	5660	780
		N - 80	3610	500	4810	670	6010	830
		C - 95	4120	570	5490	760	6860	950
	34.71	P - 110	4810	670	6410	890	8010	1110
		C - 75	4140	570	5520	760	6900	950
		N - 80	4400	610	5860	810	7330	1010
		C - 95	5020	690	6690	930	8360	1160
		P - 110	5860	810	7810	1080	9760	1350
	28.0	C - 75	4790	660	6380	880	7980	1100
		N - 80	5080	700	6770	940	8460	1170
		C - 95	5810	800	7740	1070	9680	1340
		41.66	P - 110	6780	940	9040	1250	11300
J - 55			2350	330	3130	430	3910	540
7 177.8	23.0	K - 55	2560	350	3410	470	4260	590
		C - 75	3120	430	4160	580	5200	720
		N - 80	3320	460	4420	611	5530	760
		C - 95	3790	520	5050	700	6310	870
		J - 55	2750	380	3670	510	4590	630
	34.22	K - 55	3010	420	4010	550	5010	690
		C - 75	3670	510	4890	680	6110	840
		N - 80	3890	540	5190	720	6490	900
		C - 95	4450	620	5930	820	7410	1020
		P - 110	5200	720	6930	960	8660	1200
	29.0	C - 75	4220	580	5620	780	7030	970
		N - 80	4480	620	5970	830	7460	1030
C - 95		5120	710	6830	940	8540	1180	
P - 110		5980	830	7970	1100	9960	1380	
43.15	C - 75	4220	580	5620	780	7030	970	
	N - 80	4480	620	5970	830	7460	1030	

Fuente: Technical Data Handbook, Weatherford

ANEXO VIII SURVEYS DEL POZO TAPI-A0011

Survey Name :Definitive Survey				
Magnetic Model				
Model Name: BGGM	Date: 12/dic/2013	Field Strength: 29224.7 nT	Declination: -4.27°	Dip: 22.14°
Survey Tool Ranges				
Name	Start MD (n)	End MD (n)	Source Survey	
NSG Static GMS	0.00	568.00	Surveys Gyro TAPI A0011	
MWD	568.00	5461.00	Surveys Sección 16" TAPI A0011	
MWD	5461.00	9173.00	Surveys Sección 12 1/4" TAPI A0011	
MWD	9173.00	9700.00	Surveys Sección 8 1/2"	

Well path created using minimum curvature

Survey Points (Relative to Slat centre, TVD relative to Drill Floor)																			
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	TVDsc (ft)	N. Offset (ft)	E. Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	DLS (ft/100 ft)	CL (ft)	VS (ft)	Clos. Dist (ft)	Clos. Az (°)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
0.00	0.00	0.00	0.00	881.99	0.00	0.00	10022902.69	3272714.0	0°12'25.6"	76°33'7.2"	0.00000	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
100.00	0.16	193.20	100.00	781.99	-0.14	-0.03	10022902.65	3272713.9	0°12'25.6"	76°33'7.2"	0.16000	100.00	0.07	0.14	193.20	0.14	-0.14	0.00	
200.00	0.14	206.58	200.00	681.99	-0.38	-0.12	10022902.57	3272713.6	0°12'25.6"	76°33'7.3"	0.04020	100.00	0.22	0.40	197.26	0.40	-0.39	0.06	
250.00	0.21	199.84	250.00	631.99	-0.52	-0.18	10022902.53	3272713.5	0°12'25.6"	76°33'7.3"	0.15405	50.00	0.32	0.55	198.72	0.55	-0.55	0.01	Cap. 20" @ 250' MD
300.00	0.29	196.59	300.00	581.99	-0.73	-0.25	10022902.47	3272713.3	0°12'25.6"	76°33'7.3"	0.15405	50.00	0.45	0.77	198.51	0.77	-0.77	-0.03	
400.00	0.56	229.64	400.00	481.99	-1.29	-0.69	10022902.30	3272711.9	0°12'25.6"	76°33'7.3"	0.35419	100.00	1.04	1.46	208.11	1.46	-1.36	0.54	
444.00	0.74	255.33	443.99	438.00	-1.50	-1.13	10022902.23	3272711.0	0°12'25.6"	76°33'7.3"	0.77239	44.00	1.52	1.88	216.92	1.88	-1.47	1.17	KOP @ 444' MD
500.00	1.09	271.79	499.99	382.00	-1.58	-2.01	10022902.21	3272707.9	0°12'25.6"	76°33'7.3"	0.77239	56.00	2.39	2.56	231.90	2.20	-1.59	1.51	
568.00	2.25	268.88	567.96	314.03	-1.58	-3.99	10022902.21	3272701.8	0°12'25.6"	76°33'7.3"	1.70989	68.00	4.28	4.30	248.36	2.12	-1.92	0.91	
709.00	4.33	257.33	708.72	173.27	-2.81	-11.96	10022901.83	327267.7	0°12'25.6"	76°33'7.4"	1.54091	141.00	12.25	12.28	256.79	1.90	-1.77	-0.69	
770.00	5.28	256.34	769.50	112.49	-3.97	-16.93	10022901.48	327266.2	0°12'25.6"	76°33'7.4"	1.56324	61.00	17.35	17.39	256.79	1.72	-1.33	-1.08	
865.00	6.65	253.75	863.99	18.00	-6.55	-26.46	10022900.69	327263.3	0°12'25.6"	76°33'7.5"	1.46931	95.00	27.22	27.26	256.10	1.50	-0.20	-1.49	

Survey Points (Relative to Slat centre, TVD relative to Drill Floor)																			
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	TVDsc (ft)	N. Offset (ft)	E. Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	DLS (ft/100 ft)	CL (ft)	VS (ft)	Clos. Dist (ft)	Clos. Az (°)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
959.00	8.12	251.18	957.20	-75.21	-10.21	-37.97	10022899.58	327259.8	0°12'25.5"	76°33'7.6"	1.60244	94.00	39.29	39.32	254.95	1.92	1.40	-1.31	
1055.00	10.47	250.05	1051.94	-169.95	-15.37	-52.59	10022898.00	327255.3	0°12'25.5"	76°33'7.8"	2.45517	96.00	54.78	54.79	253.70	2.69	2.63	-0.57	
1152.00	13.15	254.81	1146.88	-264.89	-21.27	-71.52	10022896.21	327249.6	0°12'25.4"	76°33'8.0"	2.93750	97.00	74.62	74.62	253.44	2.61	2.52	-0.68	
1245.00	14.92	253.36	1237.10	-355.11	-27.47	-93.21	10022894.32	327242.9	0°12'25.3"	76°33'8.2"	1.94028	93.00	97.17	97.17	253.58	1.92	1.62	-1.03	
1339.00	16.31	251.77	1327.63	-445.64	-35.07	-117.34	10022892.00	327235.6	0°12'25.3"	76°33'8.4"	1.54710	94.00	122.46	122.47	253.36	1.21	0.90	-0.81	
1434.00	17.69	252.17	1418.47	-536.48	-43.66	-143.75	10022889.38	327227.5	0°12'25.2"	76°33'8.7"	1.45783	95.00	150.23	150.23	253.10	0.73	0.65	-0.33	
1529.00	19.34	252.56	1508.55	-626.56	-52.80	-172.50	10022886.60	327218.8	0°12'25.1"	76°33'8.9"	1.74172	95.00	180.40	180.40	252.98	0.73	0.73	-0.02	
1625.00	21.08	251.43	1598.64	-716.65	-63.06	-204.03	10022883.47	327209.2	0°12'25.0"	76°33'9.3"	1.85747	96.00	213.56	213.56	252.83	1.02	0.84	0.58	
1719.00	22.93	250.69	1685.79	-803.80	-74.50	-237.34	10022879.58	327199.0	0°12'24.9"	76°33'9.6"	1.99003	94.00	248.75	248.76	252.57	1.94	0.79	1.77	
1814.00	24.98	251.16	1772.60	-890.61	-87.10	-273.80	10022876.14	327187.9	0°12'24.8"	76°33'9.9"	2.16721	95.00	287.30	287.32	252.35	3.14	0.35	3.12	
1909.00	27.51	254.03	1857.80	-975.81	-99.62	-313.88	10022872.33	327175.7	0°12'24.6"	76°33'10.39"	2.97875	95.00	329.29	329.31	252.39	3.47	-0.89	3.36	
1915.00	27.50	254.07	1863.13	-981.14	-100.38	-316.55	10022872.09	327174.9	0°12'24.6"	76°33'10.41"	0.28790	6.00	332.06	332.08	252.41	3.46	-1.01	3.31	EOB @ 1915' MD
2004.00	27.42	254.59	1942.10	-1060.11	-111.46	-356.06	10022868.72	327162.8	0°12'24.5"	76°33'10.80"	0.28790	89.00	373.10	373.10	252.62	2.77	-1.46	2.36	
2099.00	28.48	253.75	2026.01	-1144.02	-123.62	-398.90	10022865.01	327149.8	0°12'24.4"	76°33'11.23"	1.19024	95.00	417.61	417.61	252.78	1.48	-0.46	1.40	
2193.00	27.83	252.34	2108.89	-1226.90	-136.54	-441.32	10022861.07	327136.8	0°12'24.3"	76°33'11.64"	0.98946	94.00	461.96	461.96	252.81	1.42	0.48	1.34	
2287.00	28.08	251.13	2191.92	-1309.93	-150.36	-483.17	10022856.86	327124.1	0°12'24.1"	76°33'12.06"	0.65942	94.00	506.02	506.02	252.71	2.91	1.73	2.34	
2383.00	29.19	250.29	2276.18	-1394.19	-165.56	-526.59	10022852.23	327110.9	0°12'24.0"	76°33'12.48"	1.22991	96.00	551.98	552.00	252.55	4.58	1.85	4.19	
2478.00	28.56	249.32	2359.37	-1477.38	-181.39	-569.64	10022847.40	327097.7	0°12'23.8"		0.82635	95.00	597.79	597.82	252.34	6.90	1.49	6.74	

Descripción del survey hasta la profundidad de 2478.00 ft MD
 Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Survey Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Drill Floor)																			
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	TVDss (ft)	N.Offset (ft)	E.Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	DLS (°/100 ft)	CL (ft)	VS (ft)	Clos.Dist (ft)	Clos.Az (°)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
2573.00	28.74	251.67	2442.74	-1560.75	-196.59	-612.57	10022842.77	327084.69	0°12'23.71"	76°33'12.91"	1.20100	95.00	643.29	643.34	252.21	8.86	1.90	8.65	
2667.00	29.31	252.69	2524.94	-1642.95	-210.55	-655.99	10022838.51	327071.45	0°12'23.57"	76°33'13.33"	0.80303	94.00	688.89	688.95	252.21	9.38	1.58	9.25	
2762.00	29.23	251.81	2607.81	-1725.82	-224.71	-700.22	10022834.20	327057.97	0°12'23.43"	76°33'13.70"	0.46066	95.00	735.33	735.40	252.21	9.86	0.58	9.84	
2858.00	28.62	255.36	2691.84	-1809.85	-237.84	-744.74	10022830.20	327044.40	0°12'23.30"	76°33'14.20"	1.89778	96.00	781.74	781.80	252.29	9.36	0.81	9.32	
2953.00	28.05	255.72	2775.46	-1893.47	-249.10	-788.40	10022826.77	327031.10	0°12'23.19"	76°33'14.63"	0.62638	95.00	826.78	826.82	252.47	7.42	1.50	7.27	
3047.00	27.55	254.91	2858.61	-1976.62	-260.21	-830.81	10022823.38	327018.17	0°12'23.07"	76°33'15.07"	0.66666	94.00	870.59	870.60	252.61	6.19	2.94	5.45	
3142.00	27.06	254.11	2943.02	-2061.03	-271.84	-872.81	10022819.83	327005.37	0°12'22.97"	76°33'15.48"	0.64440	95.00	914.15	914.16	252.70	6.77	5.25	4.27	
3237.00	27.16	254.44	3027.58	-2145.59	-283.58	-914.48	10022816.26	326992.67	0°12'22.85"	76°33'15.90"	0.19010	95.00	957.43	957.44	252.77	8.59	7.97	3.20	
3332.00	27.15	252.90	3112.11	-2230.12	-295.77	-956.08	10022812.54	326979.92	0°12'22.73"	76°33'16.31"	0.73990	95.00	1000.78	1000.78	252.81	10.66	10.27	2.87	
3427.00	27.44	252.18	3196.54	-2314.55	-308.84	-997.64	10022808.56	326967.30	0°12'22.60"	76°33'16.72"	0.46257	95.00	1044.34	1044.35	252.80	11.07	10.56	3.32	
3522.00	25.92	253.84	3281.42	-2399.43	-321.32	-1038.42	10022804.75	326954.89	0°12'22.47"	76°33'17.13"	1.78187	95.00	1086.99	1087.00	252.81	10.40	9.95	3.04	
3617.00	24.23	255.37	3367.47	-2485.48	-332.02	-1077.23	10022801.49	326943.06	0°12'22.35"	76°33'17.54"	1.90526	95.00	1127.23	1127.24	252.87	10.04	9.90	1.67	
3714.00	23.73	255.21	3456.09	-2574.10	-342.03	-1115.36	10022798.44	326931.44	0°12'22.22"	76°33'17.91"	0.51980	97.00	1166.62	1166.62	252.95	9.50	9.50	0.11	
3809.00	21.49	254.50	3543.79	-2661.80	-351.56	-1150.62	10022795.53	326920.69	0°12'22.10"	76°33'18.34"	2.37530	95.00	1203.13	1203.13	253.01	9.39	9.34	-0.99	
3904.00	20.95	254.03	3632.34	-2750.35	-360.88	-1183.71	10022792.69	326910.60	0°12'22.00"	76°33'18.74"	0.59596	95.00	1237.50	1237.50	253.04	9.59	9.44	-1.70	
4000.00	19.51	253.36	3722.42	-2840.43	-370.20	-1215.57	10022789.85	326900.89	0°12'21.90"	76°33'19.18"	1.51927	96.00	1270.69	1270.69	253.06	9.35	9.13	-2.02	
4095.00	18.24	251.76	3812.31	-2930.32	-379.39	-1244.89	10022787.05	326891.96	0°12'21.90"	76°33'19.64"	1.44349	95.00	1301.42	1301.42	253.05	9.17	9.03	-1.57	

Survey Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Drill Floor)																			
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	TVDss (ft)	N.Offset (ft)	E.Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	DLS (°/100 ft)	CL (ft)	VS (ft)	Clos.Dist (ft)	Clos.Az (°)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
4190.00	16.53	251.31	3902.97	-3020.98	-388.38	-1271.82	10022784.31	326883.75	0°12'21.81"	76°33'19.83"	1.80554	95.00	1329.80	1329.80	253.02	9.35	9.31	-0.79	
4285.00	16.17	251.28	3994.13	-3112.14	-396.96	-1297.15	10022781.70	326876.03	0°12'21.72"	76°33'20.28"	0.37905	95.00	1356.53	1356.53	252.98	9.24	9.24	0.00	
4380.00	14.66	252.17	4085.71	-3203.72	-404.88	-1321.12	10022779.26	326868.75	0°12'21.65"	76°33'20.68"	1.60882	95.00	1381.77	1381.77	252.96	8.69	8.68	0.42	
4475.00	14.32	252.42	4177.68	-3295.69	-412.11	-1343.77	10022777.08	326861.82	0°12'21.57"	76°33'21.12"	0.36390	95.00	1405.54	1405.54	252.95	7.63	7.61	0.65	
4570.00	13.10	252.61	4269.97	-3387.98	-418.88	-1365.24	10022775.02	326855.27	0°12'21.51"	76°33'21.54"	1.28508	95.00	1428.06	1428.06	252.94	5.83	5.77	0.80	
4665.00	12.10	252.17	4362.69	-3480.70	-425.14	-1384.99	10022773.11	326849.25	0°12'21.44"	76°33'21.95"	1.05746	95.00	1448.78	1448.78	252.94	3.86	3.72	1.02	
4760.00	10.44	252.03	4455.85	-3573.86	-430.85	-1402.66	10022771.37	326843.87	0°12'21.39"	76°33'22.37"	1.74760	95.00	1467.34	1467.34	252.92	2.23	1.83	1.28	
4855.00	9.13	252.35	4549.47	-3667.48	-435.79	-1418.03	10022769.86	326839.18	0°12'21.34"	76°33'22.77"	1.38013	95.00	1483.48	1483.48	252.92	1.52	0.36	1.48	
4950.00	7.81	252.19	4643.43	-3761.44	-440.05	-1431.36	10022768.56	326835.12	0°12'21.30"	76°33'23.17"	1.38969	95.00	1497.48	1497.48	252.91	1.91	-0.98	1.63	
5045.00	6.06	253.19	4737.73	-3855.74	-443.47	-1442.31	10022767.52	326831.78	0°12'21.26"	76°33'23.57"	1.84642	95.00	1508.94	1508.95	252.91	2.49	-1.80	1.72	
5141.00	4.61	252.27	4833.31	-3951.32	-446.11	-1450.83	10022766.71	326829.19	0°12'21.24"	76°33'23.97"	1.51299	96.00	1517.87	1517.87	252.91	2.70	-2.08	1.72	
5236.00	3.18	253.94	4928.09	-4046.10	-448.01	-1457.00	10022766.14	326827.31	0°12'21.22"	76°33'24.37"	1.50983	95.00	1524.32	1524.32	252.91	2.64	-1.94	1.78	
5331.00	2.36	250.52	5022.98	-4140.99	-449.39	-1461.38	10022765.72	326825.90	0°12'21.20"	76°33'24.77"	0.88014	95.00	1528.91	1528.91	252.91	2.74	-2.15	1.70	
5461.00	2.45	253.40	5152.86	-4270.87	-451.07	-1466.56	10022765.20	326824.39	0°12'21.19"	76°33'25.17"	0.11589	130.00	1534.36	1534.37	252.90	5.05	-4.68	1.92	
5515.00	2.40	251.37	5206.81	-4324.82	-451.77	-1468.74	10022764.99	326823.78	0°12'21.19"	76°33'25.57"	0.18154	54.00	1536.65	1536.65	252.90	7.12	-6.91	1.71	ORTEGUA 2A
5533.00	2.39	250.67	5224.80	-4342.81	-452.01	-1469.45	10022764.92	326823.51	0°12'21.18"	76°33'25.97"	0.18154	18.00	1537.40	1537.40	252.90	7.85	-7.69	1.62	Cop. 13 3/8" Ø 5533 MD
5608.00	2.33	247.68	5299.74	-4417.75	-453.11	-1472.34	10022764.58	326822.63	0°12'21.17"	76°33'26.37"	0.18154	75.00	1540.48	1540.48	252.89	10.90	-10.84	1.14	

Descripción del survey hasta la profundidad de 5608.00 ft MD
Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Survey Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Drill Floor)																			
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	TVDcs (ft)	N. Offset (ft)	E. Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	DLS (°/100 ft)	CL (ft)	VS (ft)	Clos. Dist (ft)	Clos. Az (°)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
5703.00	1.27	258.85	5394.69	4512.70	-454.04	-1475.16	10022764.30	326821.77	0°12'21.16"	76°33'21.81"	1.17012	95.00	1543.45	1543.45	252.89	13.84	-13.37	3.59	
5798.00	0.60	37.06	5489.68	4607.69	-453.85	-1475.89	10022764.36	326821.55	0°12'21.16"	76°33'21.83"	1.85608	95.00	1544.10	1544.10	252.91	14.43	12.65	6.94	
5893.00	0.91	56.53	5584.67	4702.68	-453.04	-1474.96	10022764.60	326821.83	0°12'21.17"	76°33'21.84"	0.41913	95.00	1542.97	1542.97	252.93	13.25	13.01	2.49	
5988.00	0.60	64.43	5679.66	4797.67	-452.41	-1473.88	10022764.80	326822.16	0°12'21.17"	76°33'21.82"	0.34346	95.00	1541.75	1541.75	252.94	12.01	11.99	0.78	
6083.00	0.58	41.98	5774.66	4892.67	-451.83	-1473.11	10022764.97	326822.39	0°12'21.18"	76°33'21.81"	0.24267	95.00	1540.85	1540.85	252.95	11.09	9.84	5.11	
6103.00	0.56	44.48	5794.66	4912.67	-451.69	-1472.98	10022765.02	326822.44	0°12'21.18"	76°33'21.81"	0.15705	20.00	1540.68	1540.68	252.95	10.91	9.86	4.68	TIYUACU
6119.00	0.55	46.60	5810.66	4928.67	-451.58	-1472.87	10022765.05	326822.40	0°12'21.18"	76°33'21.81"	0.15705	16.00	1540.54	1540.54	252.95	10.77	9.87	4.31	CONG SUP TIYUACU
6178.00	0.50	55.41	5869.65	4987.66	-451.24	-1472.45	10022765.15	326822.60	0°12'21.19"	76°33'21.81"	0.15705	59.00	1540.04	1540.04	252.96	10.27	9.88	2.79	
6247.00	0.34	44.99	5938.65	5056.66	-450.92	-1472.06	10022765.25	326822.72	0°12'21.19"	76°33'21.80"	0.25133	69.00	1539.57	1539.57	252.97	9.79	8.71	4.48	BASE CONG SUP TIYUACU
6273.00	0.29	38.25	5964.65	5082.66	-450.82	-1471.96	10022765.28	326822.75	0°12'21.19"	76°33'21.80"	0.25133	26.00	1539.45	1539.45	252.97	9.67	7.98	5.46	
6368.00	0.29	10.55	6059.65	5177.66	-450.39	-1471.77	10022765.41	326822.84	0°12'21.19"	76°33'21.80"	0.14615	95.00	1539.14	1539.14	252.98	9.36	4.07	8.43	
6462.00	0.22	41.00	6153.65	5271.66	-450.02	-1471.61	10022765.52	326822.85	0°12'21.20"	76°33'21.80"	0.15957	94.00	1538.88	1538.88	253.00	9.12	7.40	5.33	
6556.00	0.20	342.35	6247.65	5365.66	-449.73	-1471.54	10022765.61	326822.88	0°12'21.20"	76°33'21.80"	0.21961	94.00	1538.73	1538.73	253.01	8.99	-0.96	8.94	
6649.00	0.29	329.40	6340.65	5458.66	-449.37	-1471.71	10022765.72	326822.82	0°12'21.20"	76°33'21.80"	0.11303	93.00	1538.78	1538.78	253.02	9.09	-3.33	8.46	
6743.00	0.20	22.28	6434.65	5552.66	-449.02	-1471.77	10022765.83	326822.81	0°12'21.21"	76°33'21.80"	0.24743	94.00	1538.74	1538.74	253.03	9.10	4.43	7.95	
6838.00	0.16	20.84	6529.65	5647.66	-448.74	-1471.66	10022765.91	326822.84	0°12'21.21"	76°33'21.80"	0.04237	95.00	1538.55	1538.55	253.04	8.96	3.93	8.05	
6932.00	0.07	39.54	6623.65	5741.66	-448.57	-1471.57	10022765.99	326822.88	0°12'21.21"	76°33'21.80"	0.10250	94.00	1538.42	1538.42	253.05	8.86	6.12	6.41	

Survey Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Drill Floor)																			
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	TVDcs (ft)	N. Offset (ft)	E. Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	DLS (°/100 ft)	CL (ft)	VS (ft)	Clos. Dist (ft)	Clos. Az (°)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
7027.00	0.07	357.99	6718.65	5836.66	-448.47	-1471.54	10022766.00	326822.88	0°12'21.21"	76°33'21.80"	0.05227	95.00	1538.36	1538.36	253.05	8.82	0.23	8.82	
7122.00	0.16	4.98	6813.65	5931.66	-448.28	-1471.53	10022766.05	326822.88	0°12'21.21"	76°33'21.80"	0.09571	95.00	1538.29	1538.29	253.06	8.80	1.11	8.73	
7136.00	0.15	3.78	6827.65	5945.66	-448.24	-1471.53	10022766.07	326822.88	0°12'21.21"	76°33'21.80"	0.10141	14.00	1538.28	1538.28	253.06	8.80	0.89	8.75	CONG INF TIYUACU
7216.00	0.07	347.91	6907.65	6025.66	-448.09	-1471.53	10022766.11	326822.88	0°12'21.22"	76°33'21.80"	0.10141	80.00	1538.24	1538.24	253.06	8.80	-1.69	8.63	
7311.00	0.22	206.00	7002.65	6120.66	-448.20	-1471.62	10022766.08	326822.85	0°12'21.22"	76°33'21.80"	0.29312	95.00	1538.36	1538.36	253.06	8.89	-4.13	-7.87	
7406.00	0.44	222.38	7097.65	6215.66	-448.63	-1471.95	10022766.95	326822.75	0°12'21.22"	76°33'21.80"	0.24967	95.00	1538.80	1538.80	253.05	9.24	-6.73	-6.34	
7500.00	0.50	227.90	7191.64	6309.65	-449.17	-1472.49	10022766.78	326822.55	0°12'21.22"	76°33'21.81"	0.07990	94.00	1539.48	1539.48	253.04	9.84	-8.07	-5.62	
7595.00	0.63	209.86	7286.64	6404.65	-449.90	-1473.06	10022766.56	326822.41	0°12'21.22"	76°33'21.81"	0.23031	95.00	1540.23	1540.24	253.02	10.52	-6.85	-7.98	
7681.00	0.60	209.29	7372.63	6490.64	-450.71	-1473.52	10022766.31	326822.27	0°12'21.21"	76°33'21.82"	0.03237	86.00	1540.91	1540.91	252.99	11.14	-7.70	-8.05	BASE CONG INF TIYUACU
7690.00	0.60	209.23	7381.63	6499.64	-450.79	-1473.56	10022766.29	326822.26	0°12'21.21"	76°33'21.82"	0.03237	9.00	1540.98	1540.98	252.99	11.20	-7.78	-8.06	
7785.00	0.65	197.37	7476.63	6594.64	-451.74	-1473.97	10022766.00	326822.13	0°12'21.21"	76°33'21.82"	0.14567	95.00	1541.64	1541.64	252.96	11.86	-6.99	-9.59	
7880.00	0.84	194.38	7571.62	6689.63	-452.93	-1474.30	10022766.64	326822.03	0°12'21.21"	76°33'21.83"	0.20408	95.00	1542.31	1542.31	252.92	12.60	-7.71	-9.97	
7975.00	0.77	201.00	7666.61	6784.62	-454.20	-1474.70	10022766.25	326821.95	0°12'21.21"	76°33'21.83"	0.12242	95.00	1543.06	1543.06	252.88	13.51	-10.14	-8.93	
8025.00	0.85	190.32	7716.60	6834.61	-454.88	-1474.89	10022766.04	326821.85	0°12'21.21"	76°33'21.83"	0.34199	50.00	1543.44	1543.44	252.86	14.00	-9.01	-10.72	TENA
8068.00	0.94	182.82	7759.60	6877.61	-455.54	-1474.97	10022766.84	326821.83	0°12'21.21"	76°33'21.83"	0.34199	43.00	1543.71	1543.71	252.84	14.41	-8.20	-11.84	
8162.00	1.04	173.86	7853.59	6971.60	-457.16	-1474.91	10022766.35	326821.85	0°12'21.21"	76°33'21.83"	0.19575	94.00	1544.13	1544.14	252.78	15.28	-7.87	-13.10	
8256.00	1.10	180.22	7947.57	7065.58	-458.91	-1474.82	10022766.81	326821.87	0°12'21.21"	76°33'21.83"	0.14145	94.00	1544.56	1544.57	252.72	16.33	-11.02	-12.05	

Descripción del survey hasta la profundidad de 8256.00 ft MD
Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Survey Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Drill Floor)																				
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	TVDss (ft)	N.Offset (ft)	E.Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	DLS (*/100 ft)	CL (ft)	VS (ft)	Clos.Dist (ft)	Clos.Az (°)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment	
										76°33'21.83"										
8350.00	1.00	173.17	8041.55	-7159.56	-460.63	-1474.73	10022762.29	326621.9	0°12'21.09"	-	0.17361	94.00	1544.97	1544.99	252.65	17.47	-11.18	-13.42		
8445.00	1.09	178.36	8136.54	-7254.55	-462.36	-1474.61	10022761.76	326621.9	0°12'21.07"	-	0.13739	95.00	1545.36	1545.39	252.59	18.68	-14.07	-12.28		
8540.00	1.04	164.51	8231.52	-7349.53	-464.09	-1474.35	10022761.24	326622.0	0°12'21.06"	-	0.27532	95.00	1545.62	1545.67	252.53	19.90	-12.47	-15.51		
8635.00	0.94	155.17	8326.51	-7444.52	-465.63	-1473.79	10022760.77	326622.1	0°12'21.04"	-	0.19950	95.00	1545.54	1545.60	252.47	20.87	-11.41	-17.47		
8722.00	0.79	162.95	8413.50	-7531.51	-466.85	-1473.32	10022760.39	326622.3	0°12'21.03"	-	0.21634	87.00	1545.44	1545.51	252.42	21.68	-14.98	-15.66	BASAL TENA	
8730.00	0.78	163.81	8421.50	-7539.51	-466.96	-1473.28	10022760.36	326622.3	0°12'21.03"	-	0.21634	8.00	1545.44	1545.51	252.41	21.75	-15.32	-15.44		
8735.00	0.78	163.16	8426.50	-7544.51	-467.02	-1473.27	10022760.34	326622.3	0°12'21.03"	-	0.18412	5.00	1545.44	1545.52	252.41	21.80	-15.22	-15.61	NAPO	
8825.00	0.84	152.16	8516.49	-7634.50	-468.19	-1472.78	10022759.98	326622.5	0°12'21.02"	-	0.18411	90.00	1545.32	1545.41	252.36	22.61	-13.22	-18.35		
8920.00	0.72	163.53	8611.48	-7729.49	-469.38	-1472.28	10022759.62	326622.6	0°12'21.01"	-	0.20557	95.00	1545.20	1545.30	252.32	23.48	-17.86	-15.24		
9015.00	0.85	168.77	8706.47	-7824.48	-470.65	-1471.98	10022759.24	326622.7	0°12'20.99"	-	0.15618	95.00	1545.27	1545.39	252.27	24.52	-20.47	-13.49		
9110.00	0.82	169.25	8801.46	-7919.47	-472.00	-1471.71	10022758.82	326622.8	0°12'20.98"	-	0.03243	95.00	1545.42	1545.55	252.22	25.69	-21.97	-13.31		
9173.00	0.91	175.44	8864.45	-7982.46	-472.95	-1471.59	10022758.54	326622.8	0°12'20.97"	-	0.20574	63.00	1545.58	1545.72	252.18	26.53	-24.23	-10.82		
9227.00	0.79	180.87	8918.45	-8036.46	-473.75	-1471.56	10022758.29	326622.8	0°12'20.96"	-	0.26836	54.00	1545.78	1545.94	252.15	27.28	-25.94	-8.43	CALIZA M-2	
9240.00	0.76	182.44	8931.44	-8049.45	-473.92	-1471.57	10022758.24	326622.8	0°12'20.96"	-	0.26836	13.00	1545.84	1546.00	252.15	27.45	-26.34	-7.72	Csg. 9 5/8" @ 9240 MD	
9270.00	0.70	186.50	8961.44	-8079.45	-474.30	-1471.60	10022758.12	326622.8	0°12'20.96"	-	0.26836	30.00	1545.98	1546.14	252.14	27.82	-27.20	-5.82		
9333.00	0.63	190.71	9024.44	-8142.45	-475.03	-1471.70	10022757.90	326622.8	0°12'20.95"	-	0.13120	63.00	1546.29	1546.47	252.11	28.54	-28.29	-3.78	CALIZA-A	
9349.00	0.62	191.92	9040.44	-8158.45	-475.20	-1471.74	10022757.85	326622.8	0°12'20.95"	-	0.13120	16.00	1546.38	1546.55	252.11	28.71	-28.53	-3.18	ARENISCA "U" SUP	

Survey Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Drill Floor)																				
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	TVDss (ft)	N.Offset (ft)	E.Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	DLS (*/100 ft)	CL (ft)	VS (ft)	Clos.Dist (ft)	Clos.Az (°)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment	
										76°33'21.80"										
9356.00	0.61	192.47	9047.44	-8165.45	-475.27	-1471.75	10022757.83	326622.8	0°12'20.95"	-	0.13120	7.00	1546.41	1546.59	252.10	28.79	-28.64	-2.91		
9360.00	0.61	192.79	9051.44	-8169.45	-475.31	-1471.76	10022757.81	326622.8	0°12'20.95"	-	0.14029	4.00	1546.44	1546.61	252.10	28.83	-28.70	-2.75	ARENISCA "U" MEDIA	
9365.00	0.60	193.20	9056.44	-8174.45	-475.36	-1471.78	10022757.80	326622.8	0°12'20.95"	-	0.14028	5.00	1546.46	1546.64	252.10	28.88	-28.77	-2.54		
9392.00	0.55	194.34	9083.43	-8201.44	-475.63	-1471.84	10022757.72	326622.7	0°12'20.94"	-	0.18524	27.00	1546.60	1546.78	252.09	29.15	-29.08	-1.97	ARENISCA "U" INF	
9459.00	0.43	198.26	9150.43	-8268.44	-476.18	-1472.00	10022757.55	326622.7	0°12'20.94"	-	0.18524	67.00	1546.91	1547.10	252.07	29.73	-29.73	0.05	BASE "U" INF	
9460.00	0.43	198.33	9151.43	-8269.44	-476.19	-1472.00	10022757.55	326622.7	0°12'20.94"	-	0.18524	1.00	1546.92	1547.11	252.07	29.73	-29.73	0.09		
9484.00	0.31	200.80	9175.43	-8293.44	-476.33	-1472.05	10022757.50	326622.7	0°12'20.94"	-	0.50428	24.00	1547.01	1547.20	252.07	29.89	-29.86	1.37		
9496.00	0.25	202.92	9187.43	-8305.44	-476.39	-1472.07	10022757.49	326622.7	0°12'20.94"	-	0.50396	12.00	1547.05	1547.24	252.07	29.95	-29.84	2.48	CALIZA B	
9522.00	0.12	214.44	9213.43	-8331.44	-476.46	-1472.11	10022757.46	326622.7	0°12'20.93"	-	0.50396	26.00	1547.11	1547.30	252.07	30.03	-28.83	8.40	ARENISCA T SUP	
9555.00	0.07	329.32	9246.43	-8364.44	-476.48	-1472.14	10022757.46	326622.6	0°12'20.93"	-	0.50396	33.00	1547.14	1547.33	252.07	30.05	-19.74	22.66		
9562.00	0.08	331.34	9253.43	-8371.44	-476.47	-1472.15	10022757.46	326622.6	0°12'20.93"	-	0.11412	7.00	1547.14	1547.33	252.07	30.05	20.52	21.94	ARENISCA T INF	
9604.00	0.12	338.22	9295.43	-8413.44	-476.40	-1472.18	10022757.48	326622.6	0°12'20.93"	-	0.11412	42.00	1547.15	1547.34	252.07	29.99	22.93	19.33	BASE "U" INF	
9636.00	0.16	340.75	9327.43	-8445.44	-476.33	-1472.21	10022757.51	326622.6	0°12'20.93"	-	0.11412	32.00	1547.15	1547.34	252.07	29.93	23.68	18.30	Ultimo Survey @ 9636 MD / Incl. 0.16° & Az. 340.75°	
9700.00	0.34	345.28	9391.43	-8509.44	-476.06	-1472.28	10022757.59	326622.6	0°12'20.94"	-	0.28272	64.00	1547.15	1547.34	252.08	29.93	25.04	16.38	Proy. a TD @ 9700 MD / Incl. 0.34° & Az. 345.28°	

Descripción del survey hasta la profundidad de 9700.00 ft MD
Fuente: Petroamazonas EP, 2018

ANEXO IX SURVEYS DEL POZO TAPB-09D

Survey Name :Definitive Survey					
Magnetic Model					
Model Name:	BIGM	Date:	12/dic/2013	Field Strength:	29224.7 nT
				Declination:	-4.27°
				Dip:	22.14°
Survey Tool Ranges					
Name	Start MD (n)	End MD (n)	Source Survey		
MWD	0.00	4348.00	Surveys Seccion 16"		
MWD	4348.00	8831.00	Surveys Seccion 12 1/4"		
MWD	8831.00	9340.00	Surveys Seccion 8 1/2"		

Well path created using minimum curvature

Survey Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Drill Floor)																				
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	TVDss (ft)	N.Offset (ft)	E.Offset (ft)	Northing (ft)	Easting (ft)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	DLS (°/100 ft)	T.Face (°)	B.Rate (°/100 ft)	VS (ft)	Clos.Dist (ft)	Clos.Az (°)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
0.00	0.00	0.00	0.00	912.30	0.00	0.00	10022929	328547.3	0°12'26.5	76°32'26.03"	0.00	0.00	0.00	-0.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
250.00	0.23	75.67	250.00	662.30	0.13	0.49	10022929	328547.4	0°12'26.5	76°32'26.03"	0.09	75.67	0.09	-0.12	0.51	75.67	0.51	-0.51	0.00	Coq. 20" Ø 250' MD
313.00	0.29	75.67	313.00	599.30	0.20	0.77	10022929	328547.5	0°12'26.5	76°32'26.03"	0.09	0.00	0.09	-0.19	0.79	75.67	0.79	-0.79	0.00	
404.00	0.31	75.45	404.00	508.30	0.31	1.23	10022929	328547.6	0°12'26.5	76°32'26.02"	0.02	356.59	0.02	-0.31	1.27	75.63	1.27	-1.27	-0.00	
496.00	0.34	159.16	496.00	416.30	0.12	1.57	10022929	328547.7	0°12'26.5	76°32'26.02"	0.47	128.91	0.03	-0.12	1.57	85.54	1.57	-0.44	1.51	
500.00	0.37	162.64	500.00	412.30	0.10	1.57	10022929	328547.7	0°12'26.5	76°32'26.02"	0.94	36.93	0.76	-0.09	1.58	86.41	1.58	-0.38	1.53	KOP Ø 500' MD
589.00	1.16	185.95	588.99	323.31	-1.07	1.57	10022928	328547.7	0°12'26.5	76°32'26.02"	0.94	33.45	0.89	1.08	1.90	124.37	1.57	-0.01	1.57	
681.00	2.31	184.62	680.94	231.36	-3.85	1.32	10022927	328547.7	0°12'26.4	76°32'26.02"	1.25	357.33	1.25	3.85	4.07	161.04	1.31	-0.02	1.31	
775.00	3.63	186.14	774.82	137.48	-8.69	0.85	10022926	328547.5	0°12'26.4	76°32'26.02"	1.41	4.17	1.40	8.70	8.73	174.41	0.82	-0.03	0.82	
870.00	5.57	182.29	869.51	42.79	-16.29	0.34	10022924	328547.4	0°12'26.3	76°32'26.03"	2.07	349.03	2.04	16.29	16.29	178.79	0.82	-0.76	0.31	
965.00	7.48	181.20	963.89	-51.59	-27.08	0.03	10022920	328547.3	0°12'26.2	76°32'26.03"	2.01	355.75	2.01	27.08	27.08	179.93	2.59	-2.59	-0.01	
1059.00	8.45	180.75	1056.98	-144.68	-40.10	-0.19	10022916	328547.2	0°12'26.1	76°32'26.03"	1.03	356.10	1.03	40.10	40.10	180.27	4.74	-4.73	-0.27	

Survey Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Drill Floor)																				
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	TVDss (ft)	N.Offset (ft)	E.Offset (ft)	Northing (ft)	Easting (ft)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	DLS (°/100 ft)	T.Face (°)	B.Rate (°/100 ft)	VS (ft)	Clos.Dist (ft)	Clos.Az (°)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
1153.00	8.93	180.36	1149.90	-237.60	-54.31	-0.32	10022912	328547.2	0°12'25.9	76°32'26.04"	0.51	352.81	0.51	54.30	54.31	180.34	6.08	-6.06	-0.48	
1247.00	10.12	179.86	1242.60	-330.30	-69.86	-0.35	10022907	328547.2	0°12'25.8	76°32'26.04"	1.27	355.78	1.27	69.86	69.86	180.29	6.78	-6.75	-0.62	
1342.00	11.39	181.07	1335.93	-423.63	-87.59	-0.50	10022902	328547.1	0°12'25.6	76°32'26.04"	1.36	10.68	1.34	87.58	87.59	180.33	7.49	-7.46	-0.69	
1436.00	11.84	181.44	1429.96	-517.66	-106.91	-0.93	10022896	328547.0	0°12'25.4	76°32'26.04"	0.48	9.58	0.47	106.90	106.91	180.50	7.62	-7.54	-1.14	
1514.00	12.62	181.26	1504.24	-591.94	-123.01	-1.31	10022891	328546.9	0°12'25.3	76°32'26.05"	1.03	357.15	1.03	123.00	123.01	180.61	7.11	-6.92	-1.62	EDB Ø 1514' MD
1533.00	12.82	181.22	1522.77	-610.47	-127.19	-1.40	10022890	328546.8	0°12'25.2	76°32'26.05"	1.03	357.32	1.03	127.18	127.20	180.63	6.95	-6.73	-1.74	
1628.00	13.15	180.97	1615.34	-703.04	-148.53	-1.81	10022883	328546.7	0°12'25.0	76°32'26.05"	0.35	350.22	0.35	148.52	148.54	180.70	5.45	-4.94	-2.30	
1723.00	13.33	179.94	1707.82	-795.52	-170.29	-1.98	10022877	328546.7	0°12'24.8	76°32'26.05"	0.31	306.84	0.19	170.28	170.30	180.67	3.38	-2.10	-2.65	
1819.00	13.66	179.78	1801.17	-888.87	-192.69	-1.92	10022870	328546.7	0°12'24.6	76°32'26.05"	0.35	353.47	0.34	192.68	192.70	180.57	2.72	0.38	-2.69	
1914.00	13.81	179.64	1893.45	-981.15	-215.25	-1.81	10022863	328546.7	0°12'24.3	76°32'26.05"	0.16	347.44	0.16	215.24	215.25	180.48	3.60	2.43	-2.66	
2009.00	13.95	180.17	1985.68	-1073.38	-238.04	-1.77	10022856	328546.7	0°12'24.1	76°32'26.05"	0.20	42.50	0.15	238.03	238.04	180.43	5.02	4.21	-2.75	
2104.00	14.17	179.73	2077.83	-1165.53	-261.12	-1.75	10022849	328546.7	0°12'23.9	76°32'26.05"	0.26	333.87	0.23	261.11	261.12	180.38	6.37	5.73	-2.79	
2199.00	14.51	179.61	2169.87	-1257.57	-284.64	-1.61	10022842	328546.8	0°12'23.7	76°32'26.05"	0.36	354.95	0.36	284.64	284.65	180.32	7.31	6.78	-2.73	
2294.00	14.64	179.83	2261.81	-1349.51	-308.55	-1.50	10022835	328546.8	0°12'23.4	76°32'26.05"	0.15	23.17	0.14	308.54	308.55	180.28	7.91	7.42	-2.73	
2388.00	14.95	178.50	2352.70	-1440.40	-332.55	-1.14	10022827	328546.9	0°12'23.2	76°32'26.04"	0.49	311.74	0.33	332.54	332.55	180.20	8.10	7.76	-2.30	
2484.00	15.24	178.48	2445.38	-1533.08	-357.54	-0.49	10022820	328547.1	0°12'22.9	76°32'26.04"	0.30	358.96	0.30	357.54	357.54	180.08	7.74	7.54	-1.75	
2550.00	14.29	179.67	2509.20	-1596.90	-374.36	-0.21	10022815	328547.2	0°12'22.8	76°32'26.03"	1.52	162.96	-1.44	374.35	374.36	180.03	7.84	7.65	-1.69	COF Ø 2550' MD
2579.00	13.87	180.24	2537.33	-1625.03	-381.41	-0.20	10022812	328547.2	0°12'22.7	76°32'26.03"	1.52	161.81	-1.44	381.41	381.41	180.03	8.05	7.85	-1.78	

Descripción del survey hasta la profundidad de 2579.00 ft MD
Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Survey Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Drill Floor)																				
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	TVDss (ft)	N.Offset (ft)	E.Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	DLS (°/100 ft)	T.Face (°)	B.Rate (°/100 ft)	VS (ft)	Clos.Dist (ft)	Clos.Az (°)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
2674.00	12.76	181.83	2629.78	-1717.48	-403.28	-0.58	10022806.21	328547.13	0°12'22.53"	76°32'26.04"	1.23	162.51	-1.17	403.28	403.28	180.08	9.08	8.73	-2.50	
2769.00	12.22	180.52	2722.53	-1810.23	-423.82	-1.01	10022799.95	328547.00	0°12'22.32"	76°32'26.04"	0.64	207.05	-0.57	423.82	423.82	180.14	9.93	9.52	-2.82	
2863.00	11.00	178.47	2814.61	-1902.31	-442.74	-0.86	10022794.18	328547.05	0°12'22.14"	76°32'26.04"	1.37	197.68	-1.30	442.73	442.74	180.11	10.51	10.23	-2.40	
2959.00	10.17	177.59	2908.97	-1996.67	-460.36	-0.26	10022788.81	328547.23	0°12'21.95"	76°32'26.03"	0.88	190.59	-0.86	460.36	460.36	180.03	11.13	11.01	-1.68	
3054.00	10.02	180.29	3002.50	-2090.20	-477.01	0.05	10022783.74	328547.33	0°12'21.80"	76°32'26.03"	0.52	108.91	-0.16	477.00	477.01	179.99	11.07	10.90	-1.95	
3149.00	8.98	181.84	3096.20	-2183.90	-492.68	-0.23	10022778.96	328547.24	0°12'21.64"	76°32'26.03"	1.13	166.94	-1.09	492.68	492.68	180.03	10.53	10.21	-2.56	
3243.00	7.55	181.08	3189.22	-2276.92	-506.19	-0.58	10022774.84	328547.13	0°12'21.51"	76°32'26.03"	1.53	183.99	-1.52	506.18	506.19	180.07	10.49	10.10	-2.83	
3337.00	6.97	181.22	3282.46	-2370.16	-518.06	-0.82	10022771.22	328547.05	0°12'21.39"	76°32'26.04"	0.62	178.32	-0.62	518.06	518.07	180.09	10.53	10.05	-3.14	
3433.00	6.18	176.97	3377.83	-2465.53	-529.05	-0.67	10022767.88	328547.11	0°12'21.28"	76°32'26.04"	0.97	209.53	-0.82	529.04	529.05	180.07	10.04	9.77	-2.31	
3528.00	5.89	178.66	3472.31	-2560.01	-539.03	-0.29	10022764.83	328547.28	0°12'21.18"	76°32'26.03"	0.36	149.34	-0.31	539.02	539.03	180.03	8.83	8.53	-2.27	
3622.00	4.26	173.42	3565.93	-2653.63	-547.32	0.23	10022762.31	328547.30	0°12'21.10"	76°32'26.03"	1.80	193.28	-1.73	547.32	547.32	179.98	7.63	7.54	-1.13	
3717.00	3.45	174.19	3660.72	-2748.42	-553.67	0.92	10022760.37	328547.52	0°12'21.03"	76°32'26.02"	0.85	176.73	-0.85	553.67	553.67	179.90	6.83	6.80	-0.63	
3812.00	2.86	179.04	3755.57	-2843.27	-558.88	1.25	10022758.78	328547.69	0°12'20.98"	76°32'26.02"	0.68	158.07	-0.62	558.88	558.88	179.87	5.70	5.63	-0.91	
3907.00	1.11	187.22	3850.51	-2938.21	-562.16	1.17	10022757.78	328547.67	0°12'20.95"	76°32'26.02"	1.86	174.88	-1.84	562.16	562.17	179.88	4.99	4.70	-1.69	
4003.00	0.54	209.50	3946.50	-3034.20	-563.48	0.83	10022757.38	328547.55	0°12'20.94"	76°32'26.02"	0.67	161.46	-0.59	563.48	563.48	179.92	4.74	3.23	-3.47	
4097.00	0.61	212.25	4040.50	-3128.20	-564.29	0.35	10022757.13	328547.42	0°12'20.93"	76°32'26.03"	0.08	22.90	0.07	564.29	564.29	179.96	4.19	2.13	-3.61	
4192.00	0.54	195.80	4135.49	-3223.19	-565.15	-0.04	10022756.87	328547.30	0°12'20.92"	76°32'26.03"	0.19	238.94	-0.07	565.14	565.15	180.00	3.68	2.13	-3.00	
4287.00	0.82	207.41	4230.49	-3318.19	-566.18	-0.48	10022756.56	328547.16	0°12'20.91"	76°32'26.04"	0.33	32.08	0.29	566.18	566.18	180.05	3.30	0.36	-3.28	
4348.00	0.79	200.19	4291.48	-3379.18	-566.96	-0.82	10022756.32	328547.06	0°12'20.90"	76°32'26.04"	0.17	249.94	-0.05	566.96	566.96	180.08	3.26	-0.08	-3.26	
4414.00	0.81	210.08	4357.48	-3445.18	-567.79	-1.21	10022756.07	328546.99	0°12'20.89"	76°32'26.04"	0.21	87.13	0.03	567.78	567.80	180.12	3.49	-1.55	-3.12	Csg. 13 1/8" @ 4414' MD
4466.00	0.84	217.39	4409.47	-3497.17	-568.41	-1.63	10022755.88	328546.81	0°12'20.88"	76°32'26.05"	0.21	77.25	0.06	568.40	568.42	180.16	3.91	-2.68	-2.85	
4561.00	0.85	226.48	4504.46	-3592.16	-569.45	-2.56	10022755.56	328546.53	0°12'20.88"	76°32'26.06"	0.14	90.29	0.01	569.44	569.46	180.26	5.04	-4.49	-2.28	
4657.00	0.85	225.49	4600.45	-3688.15	-570.44	-3.59	10022755.26	328546.22	0°12'20.88"	76°32'26.07"	0.02	269.51	0.00	570.42	570.45	180.36	6.34	5.88	-2.37	
4752.00	0.41	151.80	4695.44	-3783.14	-571.24	-3.93	10022755.02	328546.11	0°12'20.88"	76°32'26.07"	0.88	208.17	-0.46	571.22	571.25	180.39	6.98	0.09	-6.98	
4845.00	0.63	114.95	4788.44	-3876.14	-571.74	-3.31	10022754.86	328546.00	0°12'20.88"	76°32'26.06"	0.42	283.99	0.24	571.73	571.75	180.33	6.71	3.48	-5.74	
4939.00	0.70	110.46	4882.43	-3970.13	-572.16	-2.30	10022754.73	328546.65	0°12'20.88"	76°32'26.05"	0.09	321.08	0.07	572.15	572.17	180.23	6.17	2.83	-5.49	
5034.00	0.70	108.15	4977.43	-4065.13	-572.55	-1.21	10022754.62	328546.94	0°12'20.88"	76°32'26.04"	0.03	268.85	0.00	572.54	572.55	180.12	5.71	1.89	-5.39	
5129.00	0.65	107.93	5072.42	-4160.12	-572.89	-0.14	10022754.51	328547.28	0°12'20.88"	76°32'26.03"	0.05	182.86	-0.05	572.89	572.89	180.01	5.44	0.79	-5.39	
5224.00	0.47	107.67	5167.42	-4255.12	-573.18	0.74	10022754.43	328547.54	0°12'20.88"	76°32'26.02"	0.19	180.68	-0.19	573.18	573.18	179.93	5.39	-0.12	-5.38	
5327.00	0.45	108.29	5180.42	-4268.12	-573.21	0.84	10022754.42	328547.54	0°12'20.88"	76°32'26.02"	0.18	165.82	-0.17	573.21	573.21	179.92	5.39	-0.29	-5.38	ORTEGUA ZA
5319.00	0.31	115.29	5262.41	-4350.11	-573.41	1.34	10022754.36	328547.72	0°12'20.88"	76°32'26.02"	0.18	165.10	-0.17	573.41	573.41	179.87	5.47	-1.47	-5.27	
5413.00	0.14	186.81	5356.41	-4444.11	-573.63	1.56	10022754.29	328547.98	0°12'20.88"	76°32'26.02"	0.32	153.44	-0.18	573.63	573.63	179.84	5.66	5.66	-0.03	
5509.00	0.10	201.80	5452.41	-4540.11	-573.82	1.52	10022754.23	328547.73	0°12'20.88"	76°32'26.02"	0.05	149.21	-0.04	573.82	573.83	179.85	5.86	5.67	1.46	
5604.00	0.10	216.98	5547.41	-4635.11	-573.97	1.43	10022754.13	328547.73	0°12'20.88"	76°32'26.02"	0.03	97.59	0.00	573.97	573.97	179.86	6.01	5.25	2.92	

Descripción del survey hasta la profundidad de 5604.00 ft MD
Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Survey Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Drill Floor)																				
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	TVDss (ft)	N. Offset (ft)	E. Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	CLS (%/100 ft)	T.Face (°)	B.Rate (%/100 ft)	VS (ft)	Obs.Dist (ft)	Obs.Az (°)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
5699.00	0.01	296.53	5642.41	4730.11	-574.03	1.38	10022754.17	328547.3	0°12'20.83"	76°32'26.02"	0.10	174.28	-0.09	574.03	574.03	179.86	6.08	1.89	5.78	
5786.00	0.14	53.87	5729.41	4817.11	-573.96	1.46	10022754.19	328547.5	0°12'20.83"	76°32'26.02"	0.17	120.75	0.15	573.96	573.96	179.85	6.00	4.16	-4.33	TIYUYACU
5795.00	0.16	54.20	5738.41	4826.11	-573.95	1.48	10022754.19	328547.6	0°12'20.83"	76°32'26.02"	0.17	3.41	0.17	573.95	573.95	179.85	5.99	4.11	-4.35	
5849.00	0.19	53.41	5792.41	4880.11	-573.85	1.61	10022754.22	328547.8	0°12'20.83"	76°32'26.02"	0.05	354.84	0.05	573.85	573.85	179.84	5.87	4.00	-4.30	CONG SUP TIYUYACU
5889.00	0.21	52.97	5832.41	4920.11	-573.77	1.72	10022754.25	328547.4	0°12'20.84"	76°32'26.01"	0.05	355.63	0.05	573.77	573.77	179.83	5.78	3.90	-4.27	
5992.00	0.27	28.45	5935.41	5023.11	-573.44	1.99	10022754.35	328547.2	0°12'20.84"	76°32'26.01"	0.12	288.71	0.06	573.44	573.44	179.80	5.43	4.90	-2.34	BASE CONG SUP TIYUYACU
6079.00	0.35	16.31	6022.41	5110.11	-573.00	2.16	10022754.48	328547.9	0°12'20.84"	76°32'26.01"	0.12	313.23	0.09	573.00	573.00	179.78	4.99	4.81	-1.30	
6269.00	0.22	355.88	6212.41	5300.11	-572.08	2.30	10022754.76	328548.0	0°12'20.85"	76°32'26.01"	0.09	208.10	-0.07	572.08	572.08	179.77	4.07	4.06	0.26	
6458.00	0.29	34.90	6401.41	5489.11	-571.32	2.55	10022754.99	328548.0	0°12'20.86"	76°32'26.01"	0.10	88.33	0.04	571.33	571.33	179.74	3.32	2.55	-2.13	
6647.00	0.29	56.60	6590.40	5678.10	-570.67	3.22	10022755.19	328548.2	0°12'20.87"	76°32'26.00"	0.06	100.85	0.00	570.68	570.68	179.68	2.82	0.66	-2.75	
6837.00	0.29	37.50	6780.40	5688.10	-570.02	3.92	10022755.39	328548.5	0°12'20.87"	76°32'25.99"	0.05	260.45	0.00	570.03	570.04	179.61	2.60	0.59	-2.53	
6889.00	0.28	31.79	6832.40	5920.10	-569.81	4.06	10022755.48	328548.5	0°12'20.87"	76°32'25.99"	0.06	253.98	-0.01	569.82	569.82	179.59	2.54	0.58	-2.48	CONG INF TIYUYACU
7026.00	0.28	16.04	6969.40	6057.10	-569.20	4.33	10022755.64	328548.6	0°12'20.88"	76°32'25.99"	0.06	259.69	-0.00	569.21	569.22	179.56	2.39	0.57	-2.32	
7216.00	0.28	7.93	7159.40	6247.10	-568.29	4.53	10022755.91	328548.6	0°12'20.89"	76°32'25.99"	0.02	265.95	0.00	568.31	568.31	179.54	2.28	-0.03	-2.28	
7312.00	0.47	351.51	7255.39	6343.09	-567.67	4.50	10022756.10	328548.6	0°12'20.90"	76°32'25.99"	0.23	322.13	0.20	567.69	567.69	179.55	2.26	-0.01	-2.26	
7450.00	0.59	347.71	7393.39	6481.09	-566.42	4.27	10022756.48	328548.6	0°12'20.91"	76°32'25.99"	0.09	341.34	0.08	566.43	566.44	179.57	2.56	-1.13	-2.30	BASE CONG INF TIYUYACU

Survey Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Drill Floor)																				
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	TVDss (ft)	N. Offset (ft)	E. Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	CLS (%/100 ft)	T.Face (°)	B.Rate (%/100 ft)	VS (ft)	Obs.Dist (ft)	Obs.Az (°)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
7501.00	0.63	346.66	7444.39	6532.09	-565.89	4.15	10022756.65	328548.5	0°12'20.91"	76°32'25.99"	0.09	345.14	0.09	565.91	565.91	179.58	2.83	-1.63	-2.32	
7690.00	0.91	352.63	7633.37	6721.07	-563.39	3.71	10022757.41	328548.4	0°12'20.94"	76°32'26.00"	0.15	18.99	0.15	563.40	563.41	179.62	4.84	-4.39	-2.03	
7763.00	0.93	352.31	7706.36	6794.06	-562.23	3.56	10022757.76	328548.4	0°12'20.95"	76°32'26.00"	0.03	347.05	0.03	562.24	562.24	179.64	5.92	-5.56	-2.06	TENA
7786.00	0.94	352.21	7729.36	6817.06	-561.86	3.51	10022757.88	328548.3	0°12'20.95"	76°32'26.00"	0.03	347.38	0.03	561.87	561.87	179.64	6.28	-5.93	-2.07	
7881.00	1.05	353.51	7824.34	6912.04	-560.22	3.31	10022758.37	328548.3	0°12'20.97"	76°32'26.00"	0.12	12.25	0.12	560.23	560.23	179.66	7.86	-7.62	-1.92	
7976.00	1.05	353.82	7919.33	7007.03	-558.49	3.11	10022758.90	328548.2	0°12'20.99"	76°32'26.00"	0.01	90.15	0.00	558.50	558.50	179.68	9.56	-9.37	-1.87	
8070.00	0.50	18.17	8013.32	7101.02	-557.25	3.15	10022759.28	328548.2	0°12'21.00"	76°32'26.00"	0.67	160.87	-0.59	557.25	557.25	179.68	10.80	-10.51	2.52	
8165.00	0.29	103.99	8108.32	7196.02	-556.91	3.51	10022759.38	328548.3	0°12'21.00"	76°32'26.00"	0.59	148.87	-0.22	556.92	556.92	179.64	11.17	1.47	11.07	
8260.00	0.35	98.36	8203.31	7291.01	-557.01	4.03	10022759.35	328548.5	0°12'21.00"	76°32'25.99"	0.07	329.51	0.06	557.02	557.02	179.59	11.14	-0.15	11.14	
8355.00	0.53	82.80	8298.31	7386.01	-557.00	4.75	10022759.36	328548.7	0°12'21.00"	76°32'25.98"	0.23	318.48	0.19	557.01	557.02	179.51	11.29	3.85	10.62	
8407.00	0.52	89.15	8350.31	7438.01	-556.96	5.23	10022759.37	328548.9	0°12'21.00"	76°32'25.98"	0.11	106.39	-0.03	556.98	556.99	179.46	11.44	-3.13	11.00	BASAL TENA
8421.00	0.51	90.91	8364.31	7452.01	-556.96	5.35	10022759.37	328548.9	0°12'21.00"	76°32'25.98"	0.11	100.04	-0.02	556.98	556.99	179.45	11.47	-2.91	11.10	NAPO
8451.00	0.51	94.73	8394.31	7482.01	-556.98	5.62	10022759.36	328549.0	0°12'21.00"	76°32'25.98"	0.11	98.28	-0.01	556.99	557.00	179.42	11.54	-2.44	11.27	
8546.00	0.70	110.58	8489.30	7577.00	-557.22	6.59	10022759.29	328549.3	0°12'21.00"	76°32'25.97"	0.26	49.48	0.20	557.24	557.25	179.32	11.63	-0.25	11.63	
8641.00	0.85	106.25	8584.29	7671.99	-557.62	7.81	10022759.17	328549.6	0°12'21.00"	76°32'25.95"	0.17	336.50	0.16	557.64	557.67	179.20	11.78	-2.41	11.53	
8735.00	0.75	111.42	8678.28	7765.98	-558.04	9.05	10022759.04	328550.0	0°12'20.99"	76°32'25.94"	0.13	146.74	-0.11	558.07	558.11	179.07	12.06	-2.67	11.76	
8831.00	0.60	126.17	8774.28	7861.98	-558.56	10.04	10022758.88	328550.3	0°12'20.99"	76°32'25.93"	0.24	138.02	-0.16	558.60	558.65	178.97	12.24	-0.70	12.22	
8861.00	0.57	126.65	8804.28	7891.98	-558.74	10.29	10022758.82	328550.4	0°12'20.98"	76°32'25.93"	0.09	169.88	-0.09	558.78	558.84	178.95	12.26	-0.90	12.22	CALIZA M

Descripción del survey hasta la profundidad de 8861.00 ft MD
Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Survey Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Drill Floor)																				
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	TVDsc (ft)	N. Offset (ft)	E. Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	DLS (°/100 ft)	T. Facs (°)	B. Rate (°/100 ft)	VS (ft)	Clos. Dist (ft)	Clos. Az (°)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
8910.00	0.53	127.55	8853.27	-7940.97	-559.03	10.66	10022758.74	328550.56	0°12'20.98"	76°32'25.92"	0.09	169.40	-0.09	559.07	559.13	178.91	12.30	-1.18	12.24	Csq. 9 5/8" @ 8910' MD
8931.00	0.51	127.98	8874.27	-7961.97	-559.15	10.81	10022758.70	328550.61	0°12'20.98"	76°32'25.93"	0.09	168.50	-0.09	559.18	559.25	178.89	12.32	-1.28	12.25	
8950.00	0.48	129.70	8893.27	-7980.97	-559.25	10.94	10022758.67	328550.64	0°12'20.98"	76°32'25.92"	0.16	152.07	-0.14	559.29	559.36	178.86	12.33	-1.08	12.28	CALIZA - A
9012.00	0.40	136.93	8955.27	-8042.97	-559.57	11.29	10022758.57	328550.75	0°12'20.98"	76°32'25.92"	0.16	150.34	-0.14	559.61	559.69	178.84	12.36	0.00	12.36	ARENISC A "U" SUP
9026.00	0.38	139.00	8969.27	-8056.97	-559.64	11.35	10022758.55	328550.77	0°12'20.98"	76°32'25.92"	0.16	143.12	-0.13	559.68	559.76	178.84	12.35	0.35	12.35	
9033.00	0.37	140.60	8976.27	-8063.97	-559.68	11.38	10022758.54	328550.78	0°12'20.98"	76°32'25.92"	0.21	134.45	-0.14	559.72	559.79	178.84	12.35	0.65	12.34	ARENISC A "U" MEDIA
9070.00	0.32	150.63	9013.27	-8100.97	-559.86	11.51	10022758.48	328550.82	0°12'20.97"	76°32'25.92"	0.21	132.84	-0.13	559.90	559.98	178.82	12.32	2.57	12.05	ARENISC A "U" INF
9115.00	0.28	166.67	9058.27	-8145.97	-560.08	11.60	10022758.42	328550.84	0°12'20.97"	76°32'25.92"	0.21	122.82	-0.09	560.12	560.20	178.81	12.25	5.57	10.91	BASE "U" INF
9121.00	0.28	169.11	9064.27	-8151.97	-560.11	11.60	10022758.41	328550.85	0°12'20.97"	76°32'25.92"	0.21	106.77	-0.06	560.15	560.23	178.81	12.23	6.00	10.66	
9163.00	0.30	191.84	9106.27	-8193.97	-560.32	11.60	10022758.35	328550.87	0°12'20.97"	76°32'25.92"	0.28	91.23	0.05	560.36	560.44	178.81	12.10	9.45	7.56	CALIZA B
9189.00	0.33	203.40	9132.27	-8219.97	-560.45	11.55	10022758.30	328550.83	0°12'20.97"	76°32'25.92"	0.28	68.50	0.13	560.50	560.57	178.82	11.98	10.63	5.52	ARENISC A T SUP
9216.00	0.38	212.89	9159.27	-8246.97	-560.60	11.47	10022758.26	328550.81	0°12'20.97"	76°32'25.92"	0.28	56.94	0.17	560.64	560.72	178.83	11.82	11.22	3.71	
9222.00	0.38	212.98	9165.27	-8252.97	-560.63	11.45	10022758.25	328550.80	0°12'20.97"	76°32'25.92"	0.05	168.40	-0.05	560.68	560.75	178.83	11.78	11.19	3.69	ARENISC A T INF
9240.00	0.37	213.27	9183.27	-8270.97	-560.73	11.39	10022758.22	328550.78	0°12'20.95"	76°32'25.92"	0.05	168.31	-0.05	560.77	560.85	178.84	11.67	11.09	3.64	BASE "T" INF
9242.00	0.37	213.31	9185.27	-8272.97	-560.74	11.38	10022758.22	328550.78	0°12'20.95"	76°32'25.92"	0.05	168.02	-0.05	560.78	560.86	178.84	11.66	11.08	3.63	BASAMEN TO
9276.00	0.35	213.90	9219.27	-8306.97	-560.92	11.26	10022758.16	328550.74	0°12'20.95"	76°32'25.92"	0.05	167.98	-0.05	560.96	561.03	178.85	11.46	10.91	3.52	Ultimo Survey @ 9276' MD / Incl. 0.35° & Az. 213.90°
9340.00	0.23	220.77	9283.27	-8370.97	-561.18	11.07	10022758.08	328550.68	0°12'20.95"	76°32'25.92"	0.19	167.26	-0.19	561.22	561.29	178.87	11.15	10.93	2.21	Proy. a TD @ 9340' MD / Incl. 0.23° & Az. 220.77°

Descripción del survey hasta la profundidad de 9340.00 ft MD

Fuente: Petroamazonas EP, 2018

SURVEYS DEL POZO YCAE-028

ANEXO X SURVEYS DEL POZO YCAE-028

Survey Name :Definitive Survey				
Magnetic Model				
Model Name: BGGM	Date: 29/oct/2013	Field Strength: 31753.5 nT	Declination: -5.60°	Dip: -29.50°
Survey Tool Ranges				
Name	Start MD (n)	End MD (n)	Source Survey	
NSG Static GMS	0.00	376.00	Surveys Seccion de 16" (Gyrs)	
MWD	376.00	5598.00	Surveys Seccion de 16" (MWD)	
MWD	5598.00	9772.00	Surveys Seccion de 12 1/4 (MWD)	
MWD	9772.00	10580.00	Surveys Seccion de 8 1/2" (MWD)	

Well path created using minimum curvature

Survey Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Drill Floor)																
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	N.Offset (ft)	E.Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	DLS (°/100 ft)	T.Face (°)	VS (ft)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9949496.76	302120.28	0° 27'24.09"	76°46'40.78"	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
100.00	0.35	187.60	100.00	-0.30	-0.04	9949496.67	302120.27	0° 27'24.09"	76°46'40.78"	0.35	187.60	-0.15	0.31	-0.31	0.00	
200.00	0.34	146.25	200.00	-0.85	0.08	9949496.50	302120.31	0° 27'24.10"	76°46'40.78"	0.24	247.13	-0.57	0.86	-0.76	-0.40	
300.00	0.14	155.93	300.00	-1.21	0.30	9949496.39	302120.37	0° 27'24.10"	76°46'40.78"	0.20	173.35	-0.96	1.25	-1.23	-0.22	
376.00	0.15	188.06	376.00	-1.39	0.32	9949496.34	302120.38	0° 27'24.11"	76°46'40.77"	0.11	99.24	-1.08	1.43	-1.33	0.51	
442.00	0.29	128.31	442.00	-1.58	0.44	9949496.28	302120.41	0° 27'24.11"	76°46'40.77"	0.38	269.11	-1.29	1.64	-1.33	-0.97	
534.00	0.41	138.30	533.99	-1.97	0.84	9949496.16	302120.54	0° 27'24.11"	76°46'40.77"	0.15	32.01	-1.84	2.15	-2.03	-0.68	
657.00	0.14	172.27	656.99	-2.45	1.16	9949496.01	302120.63	0° 27'24.12"	76°46'40.77"	0.25	165.09	-2.38	2.71	-2.58	0.82	
749.00	0.16	156.22	748.99	-2.68	1.22	9949495.94	302120.65	0° 27'24.12"	76°46'40.77"	0.05	287.28	-2.57	2.95	-2.95	0.04	
842.00	0.16	141.57	841.99	-2.90	1.36	9949495.88	302120.69	0° 27'24.12"	76°46'40.76"	0.04	262.68	-2.81	3.20	-3.11	-0.74	
940.00	0.07	342.60	939.99	-2.95	1.42	9949495.86	302120.71	0° 27'24.12"	76°46'40.76"	0.23	186.36	-2.89	3.28	3.24	-0.48	
1035.00	0.21	249.04	1034.99	-2.96	1.24	9949495.86	302120.66	0° 27'24.12"	76°46'40.77"	0.24	248.39	-2.75	3.21	0.10	3.21	

Survey Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Drill Floor)																
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	N.Offset (ft)	E.Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	DLS (°/100 ft)	T.Face (°)	VS (ft)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
1132.00	0.38	267.06	1129.99	-3.03	2.83	9949495.84	302120.53	0° 27'24.12"	76°46'40.77"	0.11	95.95	-2.48	3.14	0.88	3.27	
1228.00	0.28	249.46	1224.99	-3.18	2.88	9949495.81	302120.41	0° 27'24.12"	76°46'40.77"	0.18	226.88	-2.28	3.16	-1.18	2.99	
1328.00	0.28	222.85	1323.99	-3.68	3.28	9949495.82	302120.34	0° 27'24.12"	76°46'40.78"	0.18	131.28	-1.97	3.88	2.97	1.70	
1418.00	0.31	208.58	1414.99	-3.78	3.11	9949495.81	302120.18	0° 27'24.12"	76°46'40.78"	0.13	321.17	-1.78	2.78	1.89	2.20	
1511.00	0.51	27.94	1510.99	-4.23	3.11	9949495.89	302120.15	0° 27'24.12"	76°46'40.78"	0.17	111.49	-1.24	3.25	2.94	-0.80	
1608.00	0.57	218.08	1607.99	-4.84	3.34	9949495.83	302120.19	0° 27'24.12"	76°46'40.78"	0.10	187.87	-1.12	3.84	1.33	1.30	
1704.00	0.38	311.00	1703.99	-4.64	3.22	9949495.87	302120.11	0° 27'24.12"	76°46'40.78"	0.20	3.22	3.17	3.82	0.89	1.36	
1798.00	0.34	328.00	1798.99	-4.31	3.40	9949495.86	302120.13	0° 27'24.12"	76°46'40.78"	0.25	194.27	-1.18	3.38	1.81	-0.84	
1891.00	0.38	324.94	1889.99	-4.92	3.88	9949495.88	302120.08	0° 27'24.12"	76°46'40.78"	0.18	894.83	0.04	1.13	-0.94	-0.99	
1888.00	0.28	317.48	1888.99	-5.11	3.94	9949495.85	302120.05	0° 27'24.12"	76°46'40.78"	0.11	198.84	0.40	1.94	-0.21	1.31	
2081.00	1.39	356.75	2080.97	-5.32	-0.07	9949495.82	302119.95	0° 27'24.12"	76°46'40.78"	0.39	46.54	1.17	0.98	-0.18	0.51	
2178.00	1.38	358.57	2176.93	-5.22	-1.15	9949495.74	302119.94	0° 27'24.12"	76°46'40.78"	0.18	699.44	2.88	1.88	-1.39	-1.28	
2271.00	2.27	348.99	2270.93	-5.69	-0.91	9949495.73	302119.73	0° 27'24.12"	76°46'40.80"	1.19	348.68	3.98	0.25	-1.20	-4.41	
2364.00	4.82	294.13	2362.94	-6.36	-3.13	9949495.83	302119.14	0° 27'23.96"	76°46'40.81"	1.11	289.79	30.89	0.89	-1.21	-6.20	
2462.00	5.88	124.92	2461.18	-6.85	-7.88	9949495.73	302118.04	0° 27'23.97"	76°46'40.81"	0.00	398.38	31.37	11.79	-0.81	-11.71	
2517.00	4.46	305.02	2516.08	-6.89	-13.88	9949495.83	302118.41	0° 27'23.84"	76°46'40.80"	1.09	251.28	34.83	10.49	3.80	-12.31	
2612.00	5.86	267.38	2610.88	-6.29	-20.32	9949495.87	302118.18	0° 27'23.97"	76°46'40.88"	0.88	382.35	33.42	10.89	9.81	-10.88	
2747.00	7.87	289.23	2746.98	-6.88	-35.38	9949495.83	302118.11	0°		1.10	9.46	94.79	10.80	9.87	-6.10	

Descripción del survey hasta la profundidad de 2747.00 ft MD
Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Survey Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Drill Floor)																
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	N.Offset (ft)	E.Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	DLS (°/100 ft)	T.Face (°)	VS (ft)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
2843.00	10.06	300.83	2839.79	42.23	-43.09	9949509.63	302107.15	0°-27'23.67"	76°46'41.20"	2.19	7.63	59.71	12.03	9.08	-7.88	
2938.00	11.49	300.65	2933.11	51.31	-58.35	9949512.40	302102.49	0°-27'23.58"	76°46'41.35"	1.51	358.56	77.39	9.74	7.39	-6.34	
3033.00	12.73	301.33	3026.00	61.58	-75.44	9949515.53	302097.29	0°-27'23.48"	76°46'41.52"	1.31	6.90	97.24	7.03	5.13	-4.81	
3128.00	13.87	302.46	3118.45	73.13	-93.98	9949519.05	302091.63	0°-27'23.37"	76°46'41.70"	1.23	13.40	119.03	4.34	2.63	-3.45	
3223.00	14.87	304.62	3210.47	86.17	-113.62	9949523.02	302085.65	0°-27'23.24"	76°46'41.90"	1.19	29.24	142.58	2.55	0.09	-2.55	
3318.00	15.40	304.13	3302.18	100.17	-134.10	9949527.29	302079.41	0°-27'23.10"	76°46'42.10"	0.57	346.19	167.37	2.61	-1.85	-1.84	
3413.00	15.51	303.46	3393.74	114.25	-155.14	9949531.58	302072.99	0°-27'22.96"	76°46'42.31"	0.22	301.31	192.67	2.74	-2.60	-0.85	
3508.00	16.02	305.76	3485.17	128.92	-176.37	9949536.05	302066.52	0°-27'22.81"	76°46'42.52"	0.85	51.89	218.46	2.15	-2.15	-0.06	
3603.00	16.41	307.24	3576.39	144.70	-197.69	9949540.86	302060.02	0°-27'22.66"	76°46'42.73"	0.60	47.37	244.99	0.72	-0.69	-0.20	
3698.00	17.87	306.32	3667.17	161.45	-220.12	9949545.97	302053.19	0°-27'22.49"	76°46'42.95"	1.56	349.04	272.98	1.11	0.98	-0.52	
3793.00	18.52	306.35	3757.42	179.03	-244.02	9949551.33	302045.90	0°-27'22.31"	76°46'43.18"	0.68	0.84	302.65	2.69	2.62	-0.62	
3888.00	19.78	305.98	3847.16	197.42	-269.18	9949556.93	302038.24	0°-27'22.13"	76°46'43.43"	1.33	354.32	333.81	4.46	4.42	-0.60	
3983.00	21.36	305.32	3936.10	216.86	-296.30	9949562.86	302029.97	0°-27'21.94"	76°46'43.70"	1.68	351.34	367.18	5.59	5.59	-0.24	
4078.00	21.96	304.39	4024.39	236.90	-325.08	9949568.97	302021.20	0°-27'21.74"	76°46'43.98"	0.73	329.79	402.24	6.60	6.57	0.67	
4172.00	22.18	303.94	4111.51	256.73	-354.30	9949575.01	302012.29	0°-27'21.54"	76°46'44.27"	0.30	322.25	437.54	7.48	7.21	1.97	
4267.00	22.36	305.63	4199.42	277.27	-383.87	9949581.27	302003.28	0°-27'21.34"	76°46'44.56"	0.70	75.09	473.52	8.06	7.62	2.63	
4363.00	22.67	305.99	4288.10	298.78	-413.68	9949587.83	301994.19	0°-27'21.13"	76°46'44.85"	0.35	24.14	510.28	8.09	7.58	2.80	
4458.00	22.85	305.82	4375.71	320.33	-443.45	9949594.40	301985.12	0°-27'20.91"	76°46'45.15"	0.20	339.85	547.04	7.71	7.12	2.98	

Survey Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Drill Floor)																
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	N.Offset (ft)	E.Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	DLS (°/100 ft)	T.Face (°)	VS (ft)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
4553.00	23.03	304.93	4463.19	341.77	-473.64	9949600.93	301975.92	0°-27'20.70"	76°46'45.45"	0.41	297.01	584.06	7.25	6.31	3.57	
4647.00	23.13	306.03	4549.67	363.16	-503.64	9949607.45	301966.77	0°-27'20.49"	76°46'45.74"	0.47	77.45	620.91	6.65	5.39	3.89	
4742.00	23.29	307.51	4636.98	385.57	-533.63	9949614.28	301957.63	0°-27'20.26"	76°46'46.04"	0.64	75.34	658.34	5.45	4.27	3.38	
4837.00	23.55	306.92	4724.16	408.40	-563.70	9949621.24	301948.46	0°-27'20.04"	76°46'46.33"	0.37	317.68	696.09	3.83	2.68	2.74	
4932.00	23.81	306.60	4811.16	431.24	-594.27	9949628.20	301939.15	0°-27'19.81"	76°46'46.63"	0.31	333.55	734.25	2.46	0.68	2.36	
5027.00	24.16	306.37	4897.95	454.20	-625.32	9949635.20	301929.68	0°-27'19.58"	76°46'46.94"	0.38	344.94	772.86	2.81	-1.81	2.15	
5122.00	22.97	306.50	4985.03	476.75	-655.87	9949642.07	301920.37	0°-27'19.36"	76°46'47.24"	1.25	177.56	810.84	4.11	-3.61	1.97	
5218.00	23.29	306.20	5073.31	499.11	-686.25	9949648.89	301911.11	0°-27'19.14"	76°46'47.54"	0.36	339.64	848.55	5.04	-4.70	1.83	
5312.00	23.65	306.12	5159.54	521.20	-716.47	9949655.62	301901.90	0°-27'18.92"	76°46'47.84"	0.38	354.91	885.99	6.58	-6.32	1.81	
5408.00	22.64	305.33	5247.81	543.23	-747.10	9949662.34	301892.56	0°-27'18.70"	76°46'48.14"	1.10	196.73	923.72	7.72	-7.46	1.99	
5502.00	22.62	306.71	5334.57	564.50	-776.35	9949668.82	301883.65	0°-27'18.49"	76°46'48.43"	0.57	92.79	959.89	7.97	-7.65	2.24	
5577.00	22.80	306.74	5403.76	581.81	-799.56	9949674.10	301876.57	0°-27'18.32"	76°46'48.66"	0.24	3.86	988.84	8.19	-7.95	1.96	ORTEGUAZA @ 5577' MD
5598.00	22.85	306.75	5423.11	586.69	-806.09	9949675.58	301874.58	0°-27'18.27"	76°46'48.72"	0.24	3.83	996.99	8.29	-8.07	1.88	
5782.00	22.84	305.18	5592.68	628.64	-863.90	9949688.37	301856.96	0°-27'17.85"	76°46'49.29"	0.33	268.34	1068.42	9.47	-9.28	1.89	
5878.00	22.92	305.68	5681.13	650.28	-894.32	9949694.96	301847.69	0°-27'17.64"	76°46'49.59"	0.22	67.86	1105.74	10.22	-9.93	2.43	
5972.00	23.08	305.59	5767.66	671.67	-924.17	9949701.49	301838.59	0°-27'17.42"	76°46'49.89"	0.17	347.56	1142.46	11.13	-10.78	2.74	
6067.00	21.63	306.19	5855.51	692.85	-953.44	9949707.94	301829.67	0°-27'17.21"	76°46'50.17"	1.55	171.33	1178.59	10.97	-10.55	3.01	
6162.00	21.53	306.77	5943.85	713.62	-981.54	9949714.27	301821.11	0°-27'17.00"	76°46'50.45"	0.25	115.39	1213.53	9.47	-9.02	2.89	

Descripción del survey hasta la profundidad de 6162.00 ft MD
Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Survey Points (Substain to Bed - center, TWD relative to - Grid Floor)																				
MD	300	600	900	1200	1500	1800	2100	2400	2700	2816.80'	2818.19'	Latitudo (°N)	Longitudo (°W)	OLE (x1000 ft)	T.Fase (ft)	ES (ft)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
6217.00	21.00	307.17	602.34	134.42	-1029.18	988123.00	32152.00			2715.80'	78°40'52.11"	8.42	138.23	1340.21	7.32	-3.12	2.42			
6218.00	20.81	307.23	612.98	70.24	-1038.54	988126.98	32184.24			2715.80'	78°40'52.99"	8.10	170.81	1282.98	8.94	-4.81	1.73			
6448.00	21.27	308.05	622.53	79.83	-1002.98	988112.17	32178.00			2715.80'	78°40'51.26"	8.67	321.14	1219.82	2.94	-2.28	1.21			
6482.00	21.27	305.95	6242.30	761.38	-1073.98	988125.18	32178.97			2715.81'	78°40'51.35"	8.12	138.76	1233.81	3.95	-1.54	1.36		TRUNC 8-9482 MD	
6843.00	20.99	308.77	6288.24	786.75	-1081.63	988128.28	32178.18			2715.82'	78°40'51.54"	8.12	188.18	1250.88	1.47	-6.58	1.47			
6837.00	21.84	308.07	6388.74	821.86	-1176.96	988126.43	32178.07			2715.80'	78°40'51.81"	8.98	7.38	1385.20	2.34	1.49	1.81			
6712.00	22.74	308.30	6474.53	837.13	-1148.55	988126.92	32178.23			2715.80'	78°40'52.10"	8.91	5.90	1411.28	1.94	1.98	1.98			
6827.00	22.81	308.47	6582.27	898.88	-1178.38	988128.88	32180.21			2715.82'	78°40'52.38"	8.12	141.88	1407.81	2.17	1.81	1.81			
6922.00	22.27	308.20	6682.34	895.44	-1231.28	988125.12	32178.28			2715.80'	78°40'52.68"	8.11	252.14	1404.28	1.98	1.98	1.21			
7017.00	22.21	305.81	6737.93	861.83	-1238.51	988125.18	32179.19			2715.80'	78°40'52.88"	8.12	224.43	1332.21	2.38	1.88	1.41			
7112.00	22.21	303.98	6822.61	921.80	-1282.38	988123.68	32178.24			2714.88'	78°40'53.23"	8.11	147.98	1366.28	2.87	2.40	1.98			
7207.00	22.13	308.75	6863.85	841.88	-1284.51	988124.48	32175.13			2714.51'	78°40'53.53"	8.38	38.58	1382.13	2.17	2.83	1.42			
7302.00	20.78	308.19	7881.18	888.27	-1234.41	988128.22	32178.18			2714.50'	78°40'53.82"	-1.05	91.28	1418.31	2.24	1.86	1.20			
7397.00	20.86	308.12	7888.18	888.88	-1391.28	988128.11	32177.18			2714.28'	78°40'54.11"	8.05	288.47	1477.88	1.28	-0.21	1.23			
7482.00	22.81	305.31	7175.13	1021.20	-1388.28	988124.92	32185.71			2714.28'	78°40'54.44"	8.20	228.28	1715.88	3.78	-1.28	1.40			
7587.00	24.14	304.50	7282.00	1021.23	-1477.81	988121.88	32186.17			2713.81'	78°40'54.71"	8.17	331.71	1754.38	3.18	-4.71	2.11			
7682.00	24.89	305.38	7287.72	1050.58	-1448.15	988128.18	32178.48			2713.81'	78°40'55.00"	8.21	184.82	1793.38	7.91	-7.44	2.89			
7777.00	23.82	305.15	7425.58	1071.83	-1461.28	988125.11	32188.94			2713.28'	78°40'55.27"	8.18	188.53	1821.82	20.48	-8.88	2.29			
Survey Points (Substain to Bed - center, TWD relative to - Grid Floor)																				
MD	300	600	900	1200	1500	1800	2100	2400	2700	2816.80'	2818.19'	Latitudo (°N)	Longitudo (°W)	OLE (x1000 ft)	T.Fase (ft)	ES (ft)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
7872.00	22.82	304.71	7522.63	1089.88	-1514.47	988122.04	32188.18			2712.27'	78°40'55.88"	8.42	214.63	1873.11	12.78	11.28	5.81			
7967.00	23.81	304.43	7588.41	1221.87	-1541.81	988128.82	32198.68			2712.88'	78°40'56.88"	8.13	311.26	1918.38	13.81	-14.21	4.78		5 LOWER TIT/TACU 281 - 7967 MD	
8062.00	23.80	304.00	7688.33	1242.14	-1575.83	988145.19	32198.00			2712.71'	78°40'56.30"	8.12	288.44	1942.82	17.28	-16.48	5.89			
8157.00	23.87	303.87	7783.28	1384.81	-1601.98	988136.88	32198.18			2712.31'	78°40'56.81"	8.20	228.47	1988.81	19.88	-18.42	7.28			
8252.00	23.20	303.94	7875.46	1381.34	-1638.88	988138.68	32198.78			2712.31'	78°40'58.81"	8.10	188.23	2021.87	22.10	-20.21	8.81			
8347.00	22.89	303.91	7885.27	1381.82	-1605.28	988132.34	32194.18			2712.29'	78°40'57.14"	8.49	174.72	2047.88	22.28	-20.88	9.81		8 LOWER TIT/TACU 281 - 8347 MD	
8442.00	23.74	303.68	7987.92	1281.88	-1608.24	988134.12	32181.18			2712.22'	78°40'57.21"	8.49	178.48	2088.81	22.08	-21.88	16.49			
8438.00	22.21	304.81	8024.87	1221.31	-1682.98	988138.00	32184.42			2711.87'	78°40'57.48"	1.08	144.31	2027.27	23.84	-20.81	11.81		TRM 8-8438 MD	
8442.00	21.84	305.20	8195.78	1228.28	-1699.53	988129.12	32182.18			2711.81'	78°40'57.53"	1.05	148.27	2095.78	22.88	-20.38	12.11			
8537.00	21.80	303.38	8134.00	1248.87	-1738.25	988137.18	32182.11			2711.51'	78°40'57.81"	8.38	187.13	2132.81	22.11	-19.21	12.71			
8632.00	21.81	304.97	8221.17	1267.28	-1757.21	988135.00	32184.95			2711.81'	78°40'58.20"	8.44	222.89	2202.52	22.48	-18.27	13.99			
8727.00	22.20	306.28	8282.32	1287.88	-1785.88	988138.15	32175.91			2711.21'	78°40'58.38"	8.18	52.58	2211.75	22.88	-17.28	13.89			
8822.00	23.27	308.48	8388.24	1388.81	-1814.97	988138.00	32187.08			2711.08'	78°40'58.48"	1.18	42.34	2248.21	21.71	-18.88	13.89			
8917.00	23.00	308.78	8485.43	1332.18	-1844.87	988131.08	32188.11			2710.81'	78°40'58.91"	8.12	74.85	2275.44	21.81	-17.81	12.79			
9012.00	22.21	308.04	8572.17	1332.38	-1872.98	988129.84	32188.18			2710.84'	78°40'59.15"	8.08	188.23	2311.81	21.24	-18.21	13.97			
9107.00	22.20	307.94	8668.13	1377.84	-1888.72	988124.87	32188.84			2710.42'	78°40'59.21"	8.14	191.49	2347.81	20.18	-17.81	9.99			
9202.00	21.89	307.92	8674.98	1381.21	-1895.45	988125.17	32188.58			2710.28'	78°40'59.51"	8.37	181.43	2352.46	20.88	-17.76	9.20		9402 8-9202 MD	

Descripción del survey hasta la profundidad de 9122.00 ft MD
Fuente: Petroamazonas EP, 2018

Survey Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Drill Floor)																
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	N. Offset (ft)	E. Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	DLS (ft/100 ft)	T. Face (°)	VS (ft)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
9302.00	21.41	307.85	9246.58	1291.51	-1628.31	9949921.23	32152.18	0° 21' 22.25"	76°45'59.78"	8.70	183.49	283.82	15.31	-17.47	8.28	
9297.00	20.21	307.70	9238.13	1420.14	-1891.40	9949920.62	321504.28	0° 21' 15.80"	76°47'52.87"	1.88	181.86	242.71	12.24	-20.71	7.27	
9292.00	18.80	307.50	9227.74	1438.28	-1882.43	9949920.48	321518.54	0° 21' 09.80"	76°47'52.87"	1.04	182.51	244.25	10.20	-14.86	8.38	
9448.00	17.74	307.87	9271.33	1448.51	-1881.31	9949920.17	321513.03	0° 21' 9.57"	76°47'54.17"	1.95	178.88	240.21	14.78	-11.51	8.51	78 L' LIMESTONE @ 9448 MD
9445.00	16.85	307.94	9251.25	1426.90	-2021.12	9949920.22	321509.73	0° 21' 9.87"	76°47'52.12"	2.90	178.72	245.90	11.90	-11.78	5.52	
9114.00	16.88	307.96	9244.07	1481.88	-2039.88	9949920.23	321507.19	0° 21' 9.88"	76°47'52.87"	8.87	178.94	248.87	11.78	-10.88	5.36	BASE 78-1' LIMESTONE @ 9114 MD
9081.00	16.21	308.23	9238.33	1472.57	-2024.42	9949920.30	321502.24	0° 21' 9.47"	76°47'52.87"	8.07	178.94	232.81	9.87	-7.88	4.89	
9078.00	15.27	308.18	9238.78	1489.88	-2044.30	9949920.31	321487.13	0° 21' 9.37"	76°47'52.87"	1.06	184.83	232.87	4.99	-3.52	3.80	
9077.00	15.26	308.18	9238.72	1489.81	-2044.75	9949920.30	321487.04	0° 21' 9.37"	76°47'52.87"	8.88	178.88	232.94	4.88	-1.48	3.44	78 L' LIMESTONE @ 9077 MD
8750.00	14.81	308.23	9271.18	1381.74	-2229.21	9949920.49	321482.05	0° 21' 9.18"	76°47'52.87"	8.98	178.85	2548.71	2.27	-8.22	1.00	BASE 78-1' LIMESTONE @ 8750 MD
8722.00	14.41	308.18	9262.33	1382.21	-2221.98	9949920.18	321481.33	0° 21' 9.10"	76°47'11.11"	8.88	178.88	2316.24	2.25	-5.78	1.90	
8622.00	14.24	308.40	9221.62	1381.81	-2288.23	9949920.99	321485.35	0° 21' 9.10"	76°47'11.11"	8.00	178.25	2311.88	2.25	-2.21	1.40	7-4' LIMESTONE @ 8622 MD
8617.00	13.71	308.47	9284.38	1321.47	-2221.98	9949920.33	321485.18	0° 21' 9.88"	76°47'11.11"	8.88	178.17	2376.78	2.43	-5.81	0.38	
8689.00	13.71	308.47	9486.25	1322.28	-2282.54	9949920.06	321484.61	0° 21' 9.87"	76°47'11.11"	8.19	180.25	2382.81	2.81	-3.81	-0.81	UPPER 12" SS @ 8689 MD
8665.00	12.99	308.47	9475.24	1322.84	-2288.48	9949920.22	321485.66	0° 21' 9.87"	76°47'11.11"	8.19	180.25	2399.24	2.86	-3.88	-1.14	LOWER 12" SS @ 8665 MD
8671.00	13.97	308.47	9489.73	1322.38	-2282.48	9949920.32	321486.00	0° 21' 9.87"	76°47'11.11"	8.19	180.25	2401.81	2.81	-3.86	-1.31	
10040.00	13.83	308.34	9502.88	1245.58	-2222.73	9949921.98	321478.32	0° 21' 9.77"	76°47'10.07"	8.78	178.25	2317.78	11.44	11.39	-1.38	BASE LOWER 12" SS @ 10040 MD
10607.00	12.84	308.37	9279.28	1349.81	-2127.38	9949920.06	321474.60	0° 21' 9.77"	76°47'10.07"	8.78	178.18	2323.81	12.38	12.85	-1.80	
10128.00	12.21	311.10	9484.46	1209.84	-2228.26	9949921.15	321475.15	0° 21' 9.87"	76°47'10.07"	8.82	146.22	2329.47	14.80	14.28	-4.44	78 LIMESTONE @ 10128 MD
10128.00	12.23	311.37	9481.18	1281.28	-2221.28	9949922.07	321476.68	0° 21' 9.88"	76°47'10.07"	8.82	144.72	2342.81	15.28	14.51	-4.17	UPPER 12" SS @ 10128 MD

Survey Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Drill Floor)																
MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	N. Offset (ft)	E. Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (° ' ")	Longitude (° ' ")	DLS (ft/100 ft)	T. Face (°)	VS (ft)	Dist to Plan (ft)	High to Plan (ft)	Right to Plan (ft)	Comment
10162.00	12.20	311.62	9671.94	1562.92	-2133.03	9949973.14	301470.13	0° 27' 8.58"	76°47'1.80"	0.82	144.46	2644.34	15.67	14.82	-5.08	
10246.00	11.47	310.81	9754.15	1574.28	-2145.99	9949976.60	301466.18	0° 27' 8.47"	76°47'1.93"	0.90	192.31	2661.50	18.61	17.39	-6.61	MAIN 11" SS @ 10246 MD
10257.00	11.37	310.70	9764.93	1575.70	-2147.64	9949977.03	301465.68	0° 27' 8.45"	76°47'1.94"	0.90	193.10	2663.67	18.99	17.74	-6.77	
10317.00	10.97	311.91	9823.80	1583.37	-2156.37	9949979.37	301463.02	0° 27' 8.38"	76°47'2.03"	0.77	149.97	2675.25	21.08	19.36	-8.36	BASE MAIN 11" SS @ 10317 MD
10351.00	10.75	312.64	9857.19	1587.68	-2161.11	9949980.68	301461.57	0° 27' 8.33"	76°47'2.07"	0.77	148.78	2681.62	22.27	20.20	-9.40	
10415.00	10.08	313.14	9920.13	1595.55	-2169.59	9949983.08	301458.99	0° 27' 8.25"	76°47'2.16"	1.06	172.67	2693.11	24.61	21.94	-11.16	1" LIMESTONE @ 10415 MD
10426.00	9.96	313.23	9930.96	1596.86	-2170.98	9949983.48	301458.56	0° 27' 8.24"	76°47'2.17"	1.06	172.18	2695.01	25.03	22.25	-11.47	UPPER HOLLIN @ 10426 MD
10446.00	9.75	313.40	9950.67	1599.21	-2173.47	9949984.20	301457.80	0° 27' 8.22"	76°47'2.20"	1.06	172.09	2698.40	25.81	22.83	-12.04	Ultimo Survey @ 10446 MD / Incl. 9.75° & Az. 313.40°
10455.00	9.67	313.47	9959.54	1600.25	-2174.58	9949984.52	301457.47	0° 27' 8.21"	76°47'2.21"	0.91	171.90	2699.91	26.17	23.10	-12.30	MAIN HOLLIN @ 10455 MD
10580.00	8.55	314.55	10082.96	1613.99	-2188.82	9949988.71	301453.13	0° 27' 8.07"	76°47'2.35"	0.91	171.84	2719.51	31.25	26.83	-16.03	Proy TD @ 10580 MD, Incl. 8.55° & Az. 314.55°

Descripción del survey hasta la profundidad de 10580.00 ft MD
Fuente: Petroamazonas EP, 2018

ANEXO XI SURVEYS DEL POZO YCAF-029

Actual Wellpath Geographic Report - including Position Uncertainty																																					
Report Generated: 12/21/2013 at 4:58:55																			Projection System: PSDAD 1995 UTM Zone 18 South																		
Operator: Petroamazonas EP																			North Reference: GRS																		
Area: Distrito Amazónico																			Scale: 1.0001																		
Field: YUCA																			Horizontal Reference Point: Family Center																		
Family: YUCA-P028																			Vertical Reference Point: SANOPDC 248 (RT)																		
Well: YCAF-029																			MVD Reference Point: SANOPDC 248 (RT)																		
MUD: YUCA-P028																			Field Vertical Reference: Mean Sea Level																		
Wellbore: YUCA-P028																			SANOPDC 248 (RT) is Family Vertical Datum: 38.70 N																		
Wellpath: YUCA-P028																			SANOPDC 248 (RT) is Mean Sea Level: 262.11 N																		
Wellpath Last Revised: 12/21/2013																			SANOPDC 248 (RT) is Mud Loss at Last (YCAF-029): 38.70 N																		
AAU / TOS: 2887.59 @ 175.36°																			Section Depth R: 2.538.30 N																		
DSD: 2.30																			Section Depth V: 1527.50 N																		
Calculation method: Minimum curvature																			Section Interval: 32.80°																		
Orientation: Magnetic North is 3.24 degrees West of True North																			Surface Position Uncertainty: included																		
Uplift Confidence Limit: 2.30 Std Dev																			Uplift Start MUD: 38.70 N																		
Well Location																			Lithology																		
Well Name			Well No.			Well Type			Well Status			Well Depth			Well Length			Well Orientation			Well Elevation			Well Interval			Well Interval			Well Interval							
17T np			228 20			20996A-01			994643-08			994643-08			021723-550			704705-407			0.00			0.00			0.00			0.00			0.00				
308036-54			20996A-02			994643-09			994643-09			021723-551			704705-407			0.00			0.00			0.00			0.00			0.00							
309135-18			20996A-03			994643-10			994643-10			021723-552			704705-407			0.00			0.00			0.00			0.00			0.00							
6.00	8.00	171.31	9.00	-442.71	127.58	-236.20	20996A-01	994643-08	021723-550	704705-407	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00							
36.70	8.00	171.31	36.70	-485.01	127.58	-236.20	20996A-01	994643-08	021723-550	704705-407	0.00	171.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
180.00	8.11	171.31	180.00	-542.71	127.58	-236.20	20996A-02	994643-09	021723-551	704705-407	0.17	86.57	0.17	0.00	-0.04	0.96	0.00	0.11	-2.35	40.20	40.20	6.46	201.31														
330.00	8.15	170.44	330.00	-742.71	127.58	-236.32	20996A-03	994643-10	021723-552	704705-407	0.05	-190.18	0.02	59.13	-4.22	8.27	0.00	0.19	-1.30	40.20	40.20	6.48	272.85														
380.00	8.31	172.62	380.00	-842.71	127.18	-236.37	20996A-04	994643-11	021723-553	704705-408	0.09	-32.29	-8.80	-27.94	-6.36	8.45	0.00	0.26	-9.85	40.21	40.21	6.47	366.02														
490.00	8.89	176.18	490.00	-542.71	127.04	-236.35	20996A-04	994643-11	021723-553	704705-408	0.02	-112.26	0.82	5.38	-4.46	6.87	0.00	0.30	-4.77	40.21	40.21	6.48	561.16														
580.00	8.11	115.63	580.00	-442.71	126.02	-236.27	20996A-02	994643-09	021723-551	704705-407	0.11	136.18	0.82	-44.65	-4.52	8.72	0.00	0.41	-5.54	40.22	40.21	6.49	581.19														
600.00	8.25	231.99	600.00	-342.71	126.75	-236.35	20996A-04	994643-11	021723-553	704705-408	0.32	-58.80	0.14	114.86	-8.70	8.90	0.00	0.75	-4.38	40.22	40.21	6.50	598.19														
780.00	8.45	282.10	780.00	-342.71	126.25	-236.67	20996A-04	994643-11	021723-553	704705-408	0.20	-162.90	0.30	-39.89	-1.29	1.80	0.00	0.89	-0.17	40.23	40.22	6.51	276.26														
680.00	8.26	180.84	680.00	-142.71	126.08	-236.85	20996A-04	994643-11	021723-553	704705-408	0.21	48.94	-8.10	-18.48	-1.37	2.11	0.00	1.20	0.40	40.24	40.23	6.52	272.59														
890.00	8.47	211.74	890.00	-42.71	125.58	-237.13	20996A-04	994643-11	021723-553	704705-408	0.26	-189.44	0.21	23.18	-2.48	2.74	0.00	1.45	0.80	40.25	40.23	6.55	278.25														
1300.00	8.34	336.30	1300.00	87.28	124.47	-237.48	20996A-16	994643-23	021723-557	704705-408	0.14	72.48	-8.10	-8.36	-1.17	1.40	0.00	1.80	0.74	40.27	40.24	6.67	278.35														
1100.00	8.46	236.23	1100.00	197.28	123.58	-237.15	20996A-08	994643-12	021723-558	704705-407	0.09	39.56	0.82	82.23	-3.70	4.85	0.00	1.84	0.82	40.29	40.24	6.59	288.94														
1200.00	8.46	236.23	1199.98	257.28	123.58	-236.25	20996A-08	994643-12	021723-558	704705-407	0.10	-55.17	0.12	11.68	-4.52	4.90	0.00	1.80	0.84	40.30	40.22	6.62	283.72														
1300.00	8.51	225.17	1299.98	357.27	122.77	-236.90	20996A-03	994643-12	021723-558	704705-407	0.03	87.43	0.82	-3.11	-6.36	6.67	0.00	1.83	0.84	40.30	40.25	6.65	288.50														
1400.00	8.52	232.14	1359.98	457.27	122.17	-239.52	20996A-03	994643-12	021723-558	704705-407	0.05	-1.45	0.81	8.87	-4.26	6.96	0.00	1.81	1.90	40.31	40.27	6.65	286.94														
1500.00	8.62	228.41	1459.97	557.28	121.85	-243.31	20996A-03	994643-12	021723-558	704705-407	0.18	-117.25	8.18	-9.00	-17.23	7.08	0.01	2.04	1.18	40.38	40.28	6.71	261.53														
1600.00	8.68	223.07	1559.97	657.28	120.86	-241.08	20996A-03	994643-12	021723-558	704705-407	0.18	-173.20	-0.04	-5.84	-9.26	6.69	0.01	2.11	1.28	40.38	40.29	6.75	263.41														
1700.00	8.41	229.26	1659.96	757.29	120.21	-241.66	20996A-03	994643-12	021723-558	704705-407	0.17	44.15	-0.17	-2.82	-9.12	9.47	0.01	2.28	1.30	40.41	40.31	6.78	264.68														
1800.00	8.58	233.74	1759.96	857.29	119.85	-243.28	20996A-03	994643-12	021723-558	704705-407	0.19	-3.12	8.15	19.40	-9.85	18.28	0.01	2.47	1.40	40.42	40.32	6.82	266.19														
1900.00	8.67	233.23	1859.95	957.29	119.31	-243.14	20996A-03	994643-12	021723-558	704705-407	0.11	98.85	8.11	-0.51	-10.94	11.28	0.01	2.58	1.47	40.47	40.33	6.86	267.74														
2000.00	8.67	234.93	1959.95	1057.29	118.33	-244.26	20996A-03	994643-12	021723-558	704705-407	0.02	67.26	3.08	1.70	-12.18	12.38	0.01	2.68	1.51	40.53	40.35	6.91	269.22														
2050.00	8.72	243.08	2059.94	1149.23	117.70	-248.20	20996A-06	994643-09	021723-553	704705-407	0.18	61.25	3.08	8.86	-13.12	13.82	0.01	2.98	1.68	40.61	40.37	7.18	269.68														
2155.00	8.62	248.95	2152.80	1240.22	117.20	-248.14	20996A-01	994643-08	021723-553	704705-407	0.14	189.29	3.11	8.24	-14.28	14.58	0.01	2.82	1.62	40.62	40.38	7.20	269.68														
2160.00	8.78	247.16	2237.82	1334.21	116.80	-247.34	20996A-01	994643-08	021723-553	704705-407	0.04	159.80	-0.04	8.05	-15.48	18.28	0.01	2.98	1.67	40.63	40.38	7.24	269.68														
2272.00	8.74	248.36	2331.82	1429.21	116.20	-248.51	20996A-07	994643-10	021723-553	704705-407	0.02	94.36	-0.04	1.26	-16.48	17.46	0.01	2.98	1.50	40.63	40.38	7.26	269.68														
2495.00	8.62	278.27	2495.91	1523.28	116.10	-244.82	20996A-03	994643-12	021723-558	704705-407	0.01	126.80	8.16	33.35	-17.27	18.78	0.01	3.38	1.58	40.63	40.37	7.35	269.68														
2581.00	8.69	318.88	2581.90	1613.18	116.71	-251.73	20996A-09	994643-12	021723-553	704705-407	0.01	132.19	-0.08	32.84	-17.84	20.22	0.01	3.57	1.89	40.63	40.37	7.36	269.65														
2658.00	8.14	320	2654.88	1712.17	116.12	-250.54	20996A-03	994643-12	021723-553	704705-407	0.08	38.83	3.27	35.79	-16.58	21.13	0.01	4.78	2.03	40.64	40.38	7.43	269.94														
2750.00	2.06	19.58	2748.84	1807.13	126.85	-351.21	20996A-02	994643-09	021723-553	704705-407	1.07	18.30	0.96	17.82	-14.06	24.34	0.01	3.08	2.15	40.68	40.39	7.46	300.04														
2844.00	3.08	35.43	2843.79	1901.04	124.81	-343.31	20996A-04	994643-11	021723-553	704705-407	1.18	62.95	1.11	8.96	-10.42	28.08	0.01	4.04	2.28	40.68	40.40	7.58	301.18														
2938.00	3.88	44.01	2937.85	1994.97	126.37	-343.98	20996A-06	994643-10	021723-553	704705-407	1.41	32.25	3.04	18.73	-4.77	34.18	0.01	5.21	2.48	40.67	40.41	7.50	321.71														
3032.00	4.68	49.78	3031.22	2089.81	130.82	-343.96	20996A-02	994643-09	021723-553	704705-407	0.94	-24.78	8.02	8.14	2.12	41.18	0.01	6.08	2.67	40.68	40.42	7.66	323.58														
3127.00	5.72	44.82	3128.81	2183.23	126.85	-354.56	20996A-03	994643-12	021723-553	704705-407	1.21	-129.08	1.14	-5.12	-18.36	48.78	0.02	6.85	2.71	40.68	40.44	7.73	323.54														
3221.00	6.78	38.22	3219.81	2278.08	140.27	-227.75	20996A-02	994643-09	021723-553	704705-407	1.28	42.92	1.23	-6.83	19.86	58.68	0.08	21.48	3.85	40.78	40.46	8.01	318.00														
3316.00	8.69	36.84	3313.80	2373.19	197.37	-214.80	20996A-01	994643-08	021723-553	704705-407	2.04	3.24	2.08	-2.82	33.85	72.77	0.02	11.42	2.99	40.69	40.																

5084.00	35.21	35.53	5270.18	4327.45	894.49	189.68	30097.43	9490714.88	021716.8778	764748.19878	0.35	2.85	0.15	0.28	711.17	790.99	0.14	34.36	4.42	42.27	41.02	0.65	38.86
5085.00	25.62	26.26	5394.36	4411.89	723.43	225.42	301193.28	9490734.95	021716.8840	764748.20378	0.27	17.18	0.27	0.02	752.08	792.38	0.16	34.61	4.46	42.57	41.04	10.08	38.77
5086.00	28.88	28.16	5459.38	4496.89	759.87	281.68	301153.28	9490758.15	021716.93170	764748.21788	0.35	4.89	0.17	0.12	793.68	854.92	0.16	34.79	4.47	42.89	41.06	10.21	38.71
5087.00	26.79	26.16	5523.23	4555.54	799.11	277.78	301121.22	9490783.23	021716.95970	764748.23188	0.12	149.28	0.12	0.02	837.78	927.23	0.16	34.90	4.50	43.23	41.08	15.34	38.64
5088.00	26.70	26.23	5553.08	4595.37	793.01	280.85	301122.15	9490784.43	021716.94490	764748.23688	0.35	146.51	-0.29	0.43	842.74	932.19	0.16	34.84	4.50	43.17	41.10	10.38	38.60
5089.00	26.95	26.84	5597.42	4654.71	815.32	280.09	301128.28	9490794.14	021716.96970	764748.24188	0.38	145.59	-0.29	0.44	875.03	974.49	0.16	35.12	4.52	43.25	41.10	10.45	38.62
5090.00	26.91	26.80	5650.08	4698.26	822.08	304.52	301129.37	9490795.02	021716.96970	764748.24688	0.38	30.49	-0.20	0.44	905.04	928.29	0.16	35.23	4.52	43.26	41.10	10.47	38.62
5091.00	26.63	26.70	5693.13	4752.40	857.73	300.78	301137.07	9490798.03	021716.93285	764748.25688	0.49	170.44	0.13	0.11	922.08	962.21	0.17	35.37	4.54	43.46	41.10	10.59	38.59
5092.00	25.70	26.34	5777.48	4834.39	863.13	350.63	301455.04	9490715.42	021716.92045	764748.26188	1.80	40.89	-0.99	-0.36	944.33	1020.78	0.17	35.51	4.59	43.70	41.11	10.73	38.56
5093.00	26.72	26.26	5863.08	4920.39	920.47	382.14	301193.03	9490758.28	021716.89218	764748.26978	0.84	175.27	0.02	-0.08	1006.54	1044.07	0.16	35.54	4.59	43.84	41.12	10.58	38.52
5094.00	24.71	24.86	5934.04	5006.33	982.29	487.19	301180.66	9490794.98	021716.90878	764748.27378	1.87	180.68	-1.36	-0.21	1048.01	1068.44	0.16	35.76	4.62	44.15	41.13	10.69	38.48
5095.00	24.81	24.86	6034.48	5071.75	983.17	431.32	301185.02	9490804.38	021716.89178	764748.28078	1.11	49.83	-0.71	0.03	1098.23	1128.09	0.16	35.90	4.64	44.42	41.14	11.15	38.44
5096.00	24.30	27.46	6103.01	5178.80	1014.50	453.63	301170.42	9490813.94	021716.91518	764748.28878	0.27	180.91	0.09	-0.60	1104.28	1194.29	0.16	35.77	4.65	44.47	41.15	11.27	38.43
5097.00	24.39	27.46	6202.00	5283.80	1045.53	479.30	301162.04	9490823.48	021716.94418	764748.29378	0.35	48.81	-0.33	-0.26	1153.90	1203.94	0.16	35.65	4.68	44.83	41.15	11.41	38.40
5098.00	24.40	26.82	6302.03	5395.12	1076.90	582.67	301199.03	9490832.98	021716.93170	764748.29878	0.27	173.78	0.01	-0.84	1203.14	1242.98	0.20	36.01	4.69	45.20	41.15	11.98	38.32
5099.00	23.99	26.73	6375.07	5436.86	1107.90	625.08	301196.04	9490842.38	021716.92878	764748.30378	0.44	141.41	-0.44	0.12	1241.65	1291.18	0.20	36.72	4.71	45.47	41.15	11.71	38.27
5100.00	23.80	26.47	6453.06	5487.83	1119.19	534.54	301199.42	9490845.38	021716.91218	764748.30878	0.49	141.17	-0.36	-0.75	1255.94	1298.29	0.20	36.69	4.72	45.55	41.21	11.77	38.22
5101.00	23.63	26.31	6483.48	5522.77	1158.96	540.62	301203.78	9490851.79	021716.91518	764748.31378	0.49	20.30	-0.36	-0.76	1278.99	1318.45	0.20	36.18	4.73	45.70	41.21	11.67	38.20
5102.00	23.84	26.82	6551.03	5608.82	1169.32	570.91	301210.94	9490861.13	021716.91218	764748.31878	0.24	20.85	0.22	-0.20	1317.61	1397.28	0.21	36.41	4.76	45.94	41.23	12.03	38.13
5103.00	24.00	26.99	6621.09	5698.27	1199.26	581.64	301216.99	9490869.94	021716.92718	764748.32378	0.21	20.71	0.10	-0.27	1353.98	1502.98	0.21	36.99	4.76	46.23	41.23	12.18	38.08
5104.00	24.81	25.87	6697.48	5804.75	1226.28	580.08	301217.32	9490873.27	021716.93218	764748.32878	0.21	142.17	0.10	-0.26	1385.90	1568.41	0.21	36.81	4.78	46.33	41.25	12.19	38.04
5105.00	23.89	25.42	6724.28	5713.85	1201.70	615.47	301204.18	9490883.18	021716.95098	764748.33378	0.11	-10.82	-0.36	-0.16	1394.47	1454.08	0.21	36.71	4.77	46.63	41.27	12.55	37.99
5106.00	24.41	26.33	6764.78	5846.27	1258.43	632.08	301230.49	9490867.09	021716.93518	764748.33878	0.65	-10.45	0.85	-0.30	1424.74	1494.36	0.23	40.03	4.79	46.81	41.29	12.84	37.91
5107.00	24.85	26.14	6810.28	5985.10	1293.94	637.99	301221.02	9490894.08	021716.90878	764748.34378	0.80	-1.24	0.85	-0.20	1433.43	1473.08	0.22	40.34	4.79	46.89	41.30	12.82	37.90
5108.00	24.84	26.12	6896.28	6095.89	1328.72	680.63	301227.02	9490909.08	021716.93078	764748.34878	0.41	124.90	-0.45	-0.23	1472.73	1513.28	0.22	40.72	4.81	47.27	41.33	12.68	37.83
5109.00	24.83	26.89	6962.54	6206.83	1327.92	693.94	301245.02	9490909.48	021716.91518	764748.35378	0.81	118.40	-0.46	1.04	1512.46	1552.18	0.22	41.40	4.83	47.81	41.35	12.68	37.77
5110.00	24.82	26.45	7067.92	6325.31	1354.51	787.26	301282.18	9490919.11	021716.93218	764748.35878	0.44	139.94	0.40	-0.34	1551.77	1591.43	0.22	41.81	4.84	47.85	41.35	12.68	37.71
5111.00	24.80	26.96	7168.08	6421.30	1391.99	731.18	301290.42	9490928.91	021716.90878	764748.36378	0.87	181.41	-0.95	0.11	1601.77	1631.42	0.23	41.87	4.85	48.31	41.41	13.21	37.71
5112.00	24.23	27.43	7259.98	6526.85	1422.96	754.69	301296.58	9490938.42	021716.96978	764748.37878	0.80	188.28	-0.70	0.64	1638.82	1670.48	0.23	42.73	4.87	48.86	41.44	13.58	37.63
5113.00	24.16	27.84	7326.28	6633.54	1453.67	779.45	301273.63	9490947.91	021716.90078	764748.38378	0.33	20.59	-0.96	0.54	1688.75	1708.41	0.23	42.94	4.89	49.32	41.48	13.58	37.70
5114.00	24.46	27.92	7411.96	6659.19	1464.28	882.14	301281.08	9490957.14	021716.93078	764748.38878	0.30	-17.82	0.34	-0.47	1708.48	1748.12	0.24	43.21	4.89	49.39	41.48	13.79	37.70
5115.00	24.79	27.20	7469.28	6805.85	1519.74	828.19	301283.38	9490966.73	021716.91718	764748.39378	0.33	-10.26	0.22	-0.24	1748.09	1797.72	0.24	43.62	4.81	49.77	41.55	13.98	37.67
5116.00	24.89	27.20	7583.03	6948.82	1547.22	880.13	301298.08	9490976.33	021716.89878	764748.39878	0.23	174.81	0.22	-0.10	1797.95	1827.28	0.24	43.84	4.82	50.16	41.58	14.14	37.66
5117.00	24.80	27.29	7669.79	7077.87	1578.94	874.24	301303.03	9490986.06	021716.95178	764748.40378	0.41	26.19	-0.41	0.09	1827.46	1867.11	0.24	44.23	4.84	50.54	41.62	14.34	37.67
5118.00	24.75	27.29	7752.18	7212.40	1613.25	897.96	301302.06	9490996.03	021716.92718	764748.40878	0.19	150.38	0.10	-0.21	1858.88	1908.36	0.23	44.43	4.85	50.94	41.65	14.54	37.67
5119.00	24.49	27.34	7832.96	7367.84	1653.48	973.33	301316.98	9490979.08	021716.84978	764748.41378	0.45	199.29	-0.45	0.45	1902.05	1951.78	0.23	44.95	4.86	51.27	41.70	14.99	37.66
5120.00	24.20	27.47	7940.78	7507.89	1641.27	921.61	301317.47	9490989.08	021716.93218	764748.41878	0.48	171.05	-0.45	0.41	1907.72	1945.48	0.23	44.85	4.86	51.34	41.71	14.74	37.66
5121.00	25.82	27.67	7927.04	7694.83	1671.78	943.12	301305.04	9490991.48	021716.92078	764748.42378	0.80	171.54	-0.45	0.32	1844.20	1862.91	0.23	45.87	4.89	51.74	41.75	14.94	37.67
5122.00	25.32	28.24	8014.12	7871.41	1708.53	987.68	301301.51	9490993.08	021716.94978	764748.42878	1.39	177.14	-1.20	0.00	1846.28	1920.53	0.23	46.80	4.90	52.12	41.75	15.15	37.68
5123.00	26.60	28.45	8102.42	8158.71	1758.11	1029.59	301328.13	9490993.47	021716.90878	764748.43378	1.43	130.68	-1.43	0.00	2015.86	2025.58	0.26	43.54	5.02	52.50	41.84	15.37	37.69
5124.00	26.80	28.23	8128.78	8183.99	1758.40	985.15	301330.68	9490993.08	021716.93978	764748.43878	0.30	130.00	-0.23	-0.75	2028.17	2094.68	0.26	43.50	5.02	52.73	41.87	14.83	37.66
5125.00	26.81	28.14	8158.96	8196.14	1758.04	989.01	301340.78	9490994.88	021716.91718	764748.44378	0.30	-180.87	-0.23	-0.76	2028.91	2094.48	0.26	43.56	5.02	52.75	41.87	14.84	37.70
5126.00	26.74	27.71	8191.28	8246.49	1764.73	1019.24	301344.49	9490994.88	021716.90878	764748.44878	0.38	-14.01	-0.23	-0.76	2049.70	2068.37	0.26	45.52	5.04	53.84	41.89	15.58	37.70
5127.00	21.25	27.87	8276.96	8336.25	1791.46	1030.68	301350.72	9490981.74	021716.94178	764748.45378	0.59	0.82	0.84	-0.85	2082.37	2123.09	0.26	46.14	5.04	53.16	41.89	15.79	37.68
5128.00	21.76	27.96	8367.38	8424.84	1809.27	1051.69	301357.12	9490994.21	021716.89878	764748.45878	1.15	1.46	0.83	0.02	2118.16	2197.07	0.26</						

ANEXO XII COSTOS OPERACIONALES DIARIOS DEL POZO TAPI-A001 PERFORADOS CONVENCIONALMENTE

DESCRIPCIÓN DEL COSTO	TAPI-A0011										TOTAL	VP	
	\$1,452.00	\$1,329.00	\$1,597.00	\$926.00	\$1,331.00	\$896.00	\$795.00	\$88,326.00	\$8,828.98				
COMBUSTIBLES DEPERFORACION													
MATERIALES CABEZAL DE POZO													
RENTA DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN													
SERVICIO CEMENTACION PERFORACIÓN													
SERVICIO DE BASE PERMANENTES	\$1,210.00	\$913.00	\$913.00	\$1,210.00	\$1,210.00	\$913.00	\$1,210.00	\$1,210.00	\$913.00	\$1,210.00	\$7,579.00	\$6,216.30	
SERVICIO DE CAMION VACCUM	\$720.00	\$630.00	\$630.00	\$630.00	\$630.00	\$630.00	\$630.00	\$630.00	\$630.00	\$630.00	\$4,500.00	\$3,690.90	
SERVICIO DE CATERING PERFORACIÓN	\$1,547.00	\$1,586.00	\$1,256.00	\$1,287.00	\$1,318.00	\$1,172.00	\$1,356.00	\$1,356.00	\$1,172.00	\$1,356.00	\$9,522.00	\$7,809.94	
SERVICIO DE COILED TUBING													
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS	\$6,000.00	\$6,000.00	\$6,198.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$11,400.00	\$11,400.00	\$6,000.00	\$11,400.00	\$47,598.00	\$39,039.88	
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBERIA													
SERVICIO DE DIRECCIONAL	\$7,985.00	\$16,778.00	\$25,009.00								\$49,772.00	\$40,822.99	
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO													
SERVICIO DE GYRO													
SERVICIO DE INSPECCIÓN													
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL		\$1,985.00								\$1,901.00	\$3,886.00	\$3,187.30	
SERVICIO DE LINER HANGER									\$83,488.00		\$83,488.00	\$68,476.85	
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACIÓN	\$1,795.00	\$1,795.00	\$1,795.00	\$1,795.00	\$3,204.00						\$10,384.00	\$8,516.96	
SERVICIO DE REGISTROS ELÉCTRICOS				\$137,125.00							\$137,125.00	\$112,469.92	
SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACIÓN	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$3,500.00	\$2,870.70	
SERVICIO LIMPIEZA Y ACONDICIONAMIENTO													
SERVICIO DE LODOS PERFORACION	\$5,127.00	\$48,265.00	\$7,038.00	\$7,935.00	\$4,164.00	\$1,897.00	\$1,897.00	\$1,897.00	\$1,897.00	\$1,897.00	\$76,323.00	\$62,600.12	
SERVICIO LWD													
SERVICIO DE TALADRO PERFORACION	\$28,752.00	\$28,752.00	\$28,752.00	\$28,752.00	\$28,752.00	\$28,752.00	\$28,752.00	\$28,752.00	\$28,752.00	\$28,752.00	\$180,898.00	\$148,372.53	
SERVICIO TOMA DE NUCLEOS													
SERVICIOS LUMP SUB BROCAS			\$140,000.00								\$140,000.00	\$114,827.99	
TUBERIA DE REVESTIMIENTO						\$14,392.00					\$14,392.00	\$11,804.32	
TOTAL:	\$55,088.00	\$108,533.00	\$213,688.00	\$186,160.00	\$47,109.00	\$247,484.00	\$47,705.00	\$47,705.00	\$247,484.00	\$47,705.00	\$905,767.00	\$742,910.06	

ANEXO XIII COSTOS OPERACIONALES DIARIOS DEL POZO TAPB-09D PERFORADOS CONVENCIONALMENTE

DESCRIPCIÓN DEL COSTO	TAPB-09D											TOTAL	VP
	\$2,168.00	\$2,168.00	\$2,086.00	\$2,203.00	\$1,519.00	\$920.00	\$1,030.00	\$1,348.00	\$1,348.00	\$1,348.00	\$1,348.00		
COMBUSTIBLES DEPERFORACION	\$2,168.00	\$2,168.00	\$2,086.00	\$2,203.00	\$1,519.00	\$920.00	\$1,030.00	\$1,348.00	\$1,348.00	\$1,348.00	\$1,348.00	\$16,138.00	\$13,236.39
MATERIALES CABEZAL DE POZO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RENTA DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SERVICIO CEMENTACION PERFORACIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	\$95,211.00	-	-	\$95,211.00	\$78,092.06
SERVICIO DE BASE PERMANENTES	\$913.00	\$1,210.00	\$1,210.00	\$1,210.00	\$1,210.00	\$1,210.00	\$1,210.00	\$1,210.00	\$1,210.00	\$1,210.00	\$1,210.00	\$11,803.00	\$9,680.82
SERVICIO DE CAMION VACCUM	\$495.00	\$495.00	\$495.00	\$675.00	\$585.00	\$675.00	\$675.00	\$540.00	\$675.00	\$630.00	\$630.00	\$5,940.00	\$4,871.99
SERVICIO DE CATERING PERFORACIÓN	\$1,379.00	\$1,325.00	\$1,210.00	\$1,149.00	\$1,195.00	\$1,141.00	\$1,164.00	\$1,432.00	\$1,356.00	\$1,356.00	\$1,356.00	\$12,707.00	\$10,422.28
SERVICIO DE COILED TUBING	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS	\$6,300.00	\$6,498.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$6,198.00	\$6,000.00	\$6,000.00	\$5,700.00	\$5,700.00	\$5,700.00	\$5,700.00	\$60,096.00	\$49,290.74
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBERIA	-	-	-	-	-	-	-	-	\$9,846.00	-	-	\$9,846.00	\$8,075.69
SERVICIO DE DIRECCIONAL	\$4,545.00	\$11,324.00	\$2,795.00	\$4,639.00	\$3,585.00	\$5,957.00	\$2,182.00	-	-	-	-	\$35,027.00	\$28,729.14
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SERVICIO DE GYRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SERVICIO DE INSPECCIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL	\$2,010.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$2,010.00	\$1,648.60
SERVICIO DE LINER HANGER	-	-	-	-	-	-	-	-	\$83,488.00	-	-	\$83,488.00	\$68,476.85
SERVICIO DE MUJ LOGGING PERFORACIÓN	\$1,795.00	\$1,795.00	\$1,795.00	\$1,795.00	\$1,795.00	\$1,795.00	\$5,415.00	-	-	-	-	\$16,185.00	\$13,274.94
SERVICIO DE REGISTROS ELECCÉTRICOS	-	-	-	-	-	-	-	\$164,225.00	-	-	-	\$164,225.00	\$134,697.34
SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACIÓN	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$5,000.00	\$4,101.00
SERVICIO LIMPIEZA Y ACONDICIONAMIENTO	-	-	-	-	-	\$21,763.00	-	-	-	-	-	\$21,763.00	\$17,850.01
SERVICIO DE LODOS PERFORACION	\$3,135.00	\$6,203.00	\$3,135.00	\$5,496.00	\$4,311.00	\$4,495.00	\$7,849.00	\$5,504.00	\$5,524.00	\$4,524.00	\$4,524.00	\$50,176.00	\$41,154.35
SERVICIO LWD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SERVICIO DE TALADRO PERFORACION	\$28,752.00	\$28,752.00	\$28,752.00	\$28,752.00	\$28,752.00	\$28,752.00	\$28,752.00	\$28,752.00	\$28,752.00	\$28,752.00	\$28,752.00	\$287,520.00	\$235,823.89
SERVICIO TOMA DE NUCLEOS	-	-	-	-	-	\$89,325.00	-	-	-	-	-	\$89,325.00	\$73,264.36
SERVICIOS LUMP SUB BROCAS	\$117,500.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$117,500.00	\$96,373.50
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	-	-	-	-	-	-	-	-	\$16,690.00	-	-	\$16,690.00	\$13,757.09
TOTAL:	\$169,492.00	\$60,270.00	\$47,978.00	\$52,419.00	\$49,650.00	\$162,533.00	\$54,777.00	\$209,211.00	\$250,300.00	\$44,020.00	\$1,100,650.00	\$902,821.04	

ANEXO XIV COSTOS OPERACIONALES DIARIOS DEL POZO YCAE-028 PERFORADOS CONVENCIONALMENTE

DESCRIPCIÓN DEL COSTO	YCAE-028										TOTAL	VP
	\$2,993.00	\$2,583.00	\$2,583.00	\$1,271.00	\$1,189.00	\$1,517.00	\$1,558.00	\$13,694.00	\$10,688.83			
COMBUSTIBLES DEPERFORACION	\$2,993.00	\$2,583.00	\$2,583.00	\$1,271.00	\$1,189.00	\$1,517.00	\$1,558.00	\$13,694.00	\$10,688.83			
MATERIALES CABEZAL DE POZO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
RENTA DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
SERVICIO CEMENTACION PERFORACIÓN	-	-	\$550.00	-	-	-	\$97,788.66	\$98,338.66	\$76,758.06			
SERVICIO DE BASE PERMANENTES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
SERVICIO DE CAMION VACCUM	\$398.00	\$398.00	\$398.00	\$398.00	\$398.00	\$398.02	\$398.02	\$2,786.04	\$2,174.64			
SERVICIO DE CATERING PERFORACIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
SERVICIO DE COILED TUBING	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS	\$7,041.00	\$7,041.00	\$7,041.00	\$6,531.00	\$6,531.00	\$6,531.37	\$26,125.48	\$66,841.85	\$52,173.28			
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBERIA	-	-	-	-	-	-	\$14,100.00	\$14,100.00	\$11,005.73			
SERVICIO DE DIRECCIONAL	\$8,570.00	\$19,321.00	\$27,489.00	\$25,785.00	\$25,785.00	\$32,194.50	-	\$139,144.50	\$108,608.98			
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
SERVICIO DE GYRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
SERVICIO DE INSPECCIÓN	-	\$1,176.00	-	-	-	-	-	\$1,176.00	\$917.92			
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL	-	\$48,772.00	-	-	-	-	-	\$48,772.00	\$38,068.89			
SERVICIO DE LINER HANGER	-	-	-	-	-	-	\$82,287.50	\$82,287.50	\$64,229.35			
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACIÓN	-	\$8,110.00	-	-	-	\$39,854.98	-	\$47,964.98	\$37,438.97			
SERVICIO DE REGISTROS ELECÉTRICOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACIÓN	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$500.00	\$3,500.00	\$2,731.92			
SERVICIO LIMPIEZA Y ACONDICIONAMIENTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
SERVICIO DE LODOS PERFORACION	\$6,149.00	-	\$17,966.00	\$1,550.00	\$2,887.00	\$4,324.00	\$5,740.34	\$38,616.34	\$30,141.91			
SERVICIO LWD	-	-	-	-	-	\$33,453.00	-	\$33,453.00	\$26,111.68			
SERVICIO DE TALADRO PERFORACION	\$29,679.00	\$29,679.00	\$29,679.00	\$29,679.00	\$29,679.00	\$29,679.00	\$29,679.00	\$207,753.00	\$162,161.21			
SERVICIO TOMA DE NUCLEOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
SERVICIOS LUMP SUB BROCAS	\$127,800.00	-	-	-	-	-	-	\$127,800.00	\$99,754.05			
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	-	-	-	-	-	\$20,378.88	-	\$20,378.88	\$15,906.70			
TOTAL:	\$183,130.00	\$117,580.00	\$86,206.00	\$65,714.00	\$66,969.00	\$168,830.75	\$258,177.00	\$946,606.75	\$738,872.11			

ANEXO XV COSTOS OPERACIONALES DIARIOS DEL POZO YCAF-029 PERFORADOS CONVENCIONALMENTE

DESCRIPCIÓN DEL COSTO	YCAF-029										TOTAL	VP
	\$1,107.00	\$1,422.00	\$1,031.00	\$874.00	\$574.00	\$1,002.00	\$871.00	\$6,881.00	\$5,370.95			
COMBUSTIBLES DEPERFORACION	\$1,107.00	\$1,422.00	\$1,031.00	\$874.00	\$574.00	\$1,002.00	\$871.00	\$6,881.00	\$5,370.95			
MATERIALES CABEZAL DE POZO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RENTA DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN	\$80.00	\$80.00	\$80.00	\$80.00	\$80.00	\$80.00	\$29,798.00	\$30,278.00	\$23,633.44			
SERVICIO CEMENTACION PERFORACIÓN	-	-	-	-	-	-	\$109,303.00	\$109,303.00	\$85,316.25			
SERVICIO DE BASE PERMANENTES	\$155.00	\$155.00	\$155.00	\$155.00	\$155.00	-	\$49.00	\$824.00	\$643.17			
SERVICIO DE CAMION VACCUM	\$960.00	\$720.00	\$720.00	\$720.00	\$720.00	\$720.00	-	\$4,560.00	\$3,559.30			
SERVICIO DE CATERING PERFORACIÓN	\$1,057.00	\$1,010.00	\$1,103.00	\$1,057.00	\$1,010.00	\$1,066.00	\$1,141.00	\$7,444.00	\$5,810.40			
SERVICIO DE COILED TUBING	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS	\$10,501.00	\$13,764.00	\$8,497.00	\$6,720.00	\$7,019.00	\$7,178.00	\$3,254.00	\$56,933.00	\$44,438.95			
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBERIA	-	-	-	-	-	\$8,895.00	-	\$8,895.00	\$6,942.98			
SERVICIO DE DIRECCIONAL	\$17,504.00	\$17,504.00	\$19,904.00	-	-	-	-	\$54,912.00	\$42,861.46			
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO	\$1,420.00	\$1,513.00	\$1,480.00	\$1,513.00	\$1,513.00	\$1,513.00	\$444.00	\$9,396.00	\$7,334.03			
SERVICIO DE GYRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
SERVICIO DE INSPECCIÓN	-	-	-	-	-	\$1,176.00	\$41,185.00	\$42,361.00	\$33,064.80			
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
SERVICIO DE LINER HANGER	-	-	-	-	-	-	\$82,288.00	\$82,288.00	\$64,229.74			
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACIÓN	\$2,024.00	\$2,024.00	\$2,024.00	\$1,784.00	\$1,784.00	\$1,784.00	\$1,784.00	\$13,208.00	\$10,309.48			
SERVICIO DE REGISTROS ELECCÉTRICOS	-	-	-	\$135,076.00	-	-	-	\$135,076.00	\$105,433.32			
SERVICIO EQUIPO PESADO PERFORACIÓN	\$595.00	\$595.00	\$595.00	\$595.00	\$595.00	-	-	\$2,975.00	\$2,322.13			
SERVICIO LIMPIEZA Y ACONDICIONAMIENTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
SERVICIO DE LODOS PERFORACION	\$38,957.00	\$12,663.00	\$3,088.00	\$2,095.00	\$2,095.00	\$2,789.00	\$2,095.00	\$63,782.00	\$49,784.92			
SERVICIO LWD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
SERVICIO DE TALADRO PERFORACION	\$29,978.00	\$29,978.00	\$29,978.00	\$29,978.00	\$29,978.00	\$29,978.00	\$9,368.00	\$189,236.00	\$147,707.80			
SERVICIO TOMA DE NUCLEOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
SERVICIOS LUMP SUB BROCAS	\$107,800.00	-	-	-	-	-	-	\$107,800.00	\$84,143.09			
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	-	-	-	-	-	\$22,000.00	-	\$22,000.00	\$17,172.06			
TOTAL:	\$212,138.00	\$81,428.00	\$68,655.00	\$180,647.00	\$45,523.00	\$78,181.00	\$281,580.00	\$948,152.00	\$740,078.26			

ANEXO XVI COSTOS OPERACIONALES DIARIOS DEL POZO TAPI-A001I PERFORADOS CON LD

DESCRIPCIÓN DEL COSTO	TAPI-A001I										TOTAL	VP			
	\$	1,452.0	\$	1,329.0	\$	926.0	\$	896.0	\$	795.0			\$	5,398.0	\$
COMBUSTIBLES DE PERFORACION	\$	1,452.0	\$	1,329.0	\$	926.0	\$	896.0	\$	795.0	\$	5,398.0	\$	4,427.4	
LINER DRILLING	\$	50,857.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50,857.0	-	41,712.9	
MATERIALES CABEZAL DE POZO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RENTA DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21,363.0	-	17,521.9	
SERVICIO CEMENTACION PERFORACIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97,723.0	-	80,152.4	
SERVICIO DE BASE PERMANENTES	\$	1,210.0	\$	913.0	\$	1,210.0	\$	1,210.0	\$	1,210.0	\$	5,753.0	\$	4,718.6	
SERVICIO DE CAMION VACCUM	\$	720.0	\$	630.0	\$	630.0	\$	630.0	\$	630.0	\$	3,240.0	\$	2,657.4	
SERVICIO DE CATERING PERFORACIÓN	\$	1,547.0	\$	1,586.0	\$	1,287.0	\$	1,172.0	\$	1,356.0	\$	6,948.0	\$	5,698.7	
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS	\$	6,000.0	\$	6,000.0	\$	6,000.0	\$	6,000.0	\$	11,400.0	\$	35,400.0	\$	29,035.1	
SERVICIO DE EQUIPO PESADO PERFORACIÓN	\$	500.0	\$	500.0	\$	500.0	\$	500.0	\$	500.0	\$	2,500.0	\$	2,050.5	
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO	\$	1,350.0	\$	1,350.0	\$	1,350.0	\$	1,350.0	\$	1,350.0	\$	6,750.0	\$	5,536.3	
SERVICIO DE GYRO	-	-	-	-	-	-	-	7,400.0	-	-	-	7,400.0	-	6,069.5	
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL	-	-	\$	1,985.0	-	-	-	-	-	\$	1,901.0	\$	3,886.0	\$	3,187.3
SERVICIO DE LINER HANGER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	83,488.0	-	68,476.9	
SERVICIO DE LODOS PERFORACION	\$	1,897.0	\$	5,127.0	\$	7,038.0	\$	7,935.0	\$	1,897.0	\$	23,894.0	\$	19,597.9	
SERVICIO DE TALADRO PERFORACIÓN	\$	28,752.0	\$	28,752.0	\$	28,752.0	\$	28,752.0	\$	8,386.0	\$	123,394.0	\$	101,207.8	
TOTAL:	\$	94,285.0	\$	48,172.0	\$	47,693.0	\$	57,578.0	\$	230,266.0	\$	477,994.0	\$	392,050.7	

ANEXO XVII COSTOS OPERACIONALES DIARIOS DEL POZO TAPB-09D PERFORADOS CON LD

DESCRIPCIÓN DEL COSTO	TAPB-09D												TOTAL	VP
COMBUSTIBLES DE PERFORACION	\$ 2,168.0	\$ 1,519.0	\$ 1,030.0	\$ 1,348.0	\$ 1,348.0	\$ 1,348.0	\$ 1,348.0	\$ 1,348.0	\$ 1,348.0	\$ 1,348.0	\$ 1,348.0	\$ 1,348.0	\$ 11,457.0	\$ 9,397.0
LINER DRILLING	\$ 71,060.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ 71,060.0	\$ 58,283.4
MATERIALES CABEZAL DE POZO	-	-	-	-	-	-	\$ 43,778.0	-	-	-	-	-	\$ 43,778.0	\$ 35,906.7
RENTA DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN	-	-	-	-	-	-	\$ 17,806.0	-	-	-	-	-	\$ 17,806.0	\$ 14,604.5
SERVICIO CEMENTACION PERFORACIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ 98,211.0	\$ 98,211.0	\$ 80,552.7
SERVICIO DE BASE PERMANENTES	\$ 913.0	\$ 1,210.0	\$ 1,210.0	\$ 1,210.0	\$ 1,210.0	\$ 1,210.0	\$ 1,210.0	\$ 1,210.0	\$ 1,210.0	\$ 1,210.0	\$ 1,210.0	\$ 1,210.0	\$ 9,383.0	\$ 7,695.9
SERVICIO DE CAMION VACCUM	\$ 495.0	\$ 495.0	\$ 675.0	\$ 585.0	\$ 540.0	\$ 540.0	\$ 540.0	\$ 540.0	\$ 540.0	\$ 630.0	\$ 630.0	\$ 630.0	\$ 4,590.0	\$ 3,764.7
SERVICIO DE CATERING PERFORACIÓN	\$ 1,379.0	\$ 1,195.0	\$ 1,164.0	\$ 1,432.0	\$ 1,432.0	\$ 1,432.0	\$ 1,356.0	\$ 1,356.0	\$ 1,356.0	\$ 1,356.0	\$ 1,356.0	\$ 1,356.0	\$ 10,670.0	\$ 8,751.5
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS	\$ 6,300.0	\$ 6,198.0	\$ 6,000.0	\$ 5,700.0	\$ 5,700.0	\$ 5,700.0	\$ 5,700.0	\$ 5,700.0	\$ 5,700.0	\$ 5,700.0	\$ 5,700.0	\$ 5,700.0	\$ 46,998.0	\$ 38,547.8
SERVICIO DE EQUIPO PESADO PERFORACIÓN	\$ 500.0	\$ 500.0	\$ 500.0	\$ 500.0	\$ 500.0	\$ 500.0	\$ 500.0	\$ 500.0	\$ 500.0	\$ 500.0	\$ 500.0	\$ 500.0	\$ 4,000.0	\$ 3,280.8
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO	\$ 1,350.0	\$ 1,350.0	\$ 1,350.0	\$ 1,350.0	\$ 1,350.0	\$ 1,350.0	\$ 1,350.0	\$ 1,350.0	\$ 1,350.0	\$ 1,350.0	\$ 1,350.0	\$ 1,350.0	\$ 10,800.0	\$ 8,858.2
SERVICIO DE GYRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ 7,400.0	-	-	\$ 7,400.0	\$ 6,069.5
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL	\$ 2,010.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ 2,010.0	\$ 1,648.6
SERVICIO DE LINER HANGER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ 83,488.0	\$ 83,488.0	\$ 68,476.9
SERVICIO DE LODOS PERFORACION	\$ 6,203.0	\$ 4,311.0	\$ 7,849.0	\$ 5,504.0	\$ 5,504.0	\$ 5,504.0	\$ 5,524.0	\$ 4,524.0	\$ 4,524.0	\$ 4,524.0	\$ 4,524.0	\$ 4,524.0	\$ 43,943.0	\$ 36,042.0
SERVICIO DE TALADRO PERFORACIÓN	\$ 28,752.0	\$ 28,752.0	\$ 28,752.0	\$ 28,752.0	\$ 28,752.0	\$ 28,752.0	\$ 28,752.0	\$ 28,752.0	\$ 28,752.0	\$ 28,752.0	\$ 28,752.0	\$ 28,752.0	\$ 230,016.0	\$ 188,659.1
TOTAL:	\$ 121,130.0	\$ 45,530.0	\$ 48,530.0	\$ 46,381.0	\$ 46,336.0	\$ 107,864.0	\$ 52,770.0	\$ 227,069.0	\$ 695,610.0	\$ 570,539.3				

ANEXO XVIII. COSTOS OPERACIONALES DIARIOS DEL POZO YCAE-028 PERFORADOS CON LD

DESCRIPCIÓN DEL COSTO	YCAE-028												TOTAL	VP	
COMBUSTIBLES DE PERFORACION	\$ 2,993.0	\$ 2,583.0	\$ 2,583.0	\$ 2,583.0	\$ 1,271.0	\$ 1,189.0	\$ 1,435.0	\$ 1,517.0	\$ 1,558.0	\$ 15,129.0	\$ 11,808.9				
LINER DRILLING	\$ 161,378.9	\$ 90,000.0	\$ 90,000.0	\$ 90,000.0	\$ 90,000.0	\$ 90,000.0	\$ 90,000.0	\$ 90,000.0	\$ 90,000.0	\$ 791,378.9	\$ 617,709.3				
MATERIALES CABEZAL DE POZO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
RENTA DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
SERVICIO CEMENTACION PERFORACIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ 97,788.7	\$ 97,788.7	\$ 76,328.8				
SERVICIO DE BASE PERMANENTES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
SERVICIO DE CAMION VACCUM	\$ 398.0	\$ 398.0	\$ 398.0	\$ 398.0	\$ 398.0	\$ 398.0	\$ 398.0	\$ 398.0	\$ 398.0	\$ 3,184.0	\$ 2,485.3				
SERVICIO DE CATERING PERFORACIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS	\$ 7,041.0	\$ 7,041.0	\$ 7,041.0	\$ 7,041.0	\$ 6,531.4	\$ 6,531.4	\$ 6,531.4	\$ 6,531.4	\$ 6,531.4	\$ 53,779.9	\$ 41,977.8				
SERVICIO DE EQUIPO PESADO PERFORACIÓN	\$ 500.0	\$ 500.0	\$ 500.0	\$ 500.0	\$ 500.0	\$ 500.0	\$ 500.0	\$ 500.0	\$ 500.0	\$ 4,000.0	\$ 3,122.2				
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 12,104.0	\$ 9,447.8				
SERVICIO DE GYRO	-	-	-	-	-	-	-	\$ 7,700.0	-	\$ 7,700.0	\$ 6,010.2				
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL	-	\$ 48,772.0	-	-	-	-	-	-	-	\$ 48,772.0	\$ 38,068.9				
SERVICIO DE LINER HANGER	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ 82,287.5	\$ 82,287.5	\$ 64,229.4				
SERVICIO DE LODOS PERFORACION	\$ 6,149.0	\$ 1,550.0	\$ 17,966.0	\$ 2,107.0	\$ 6,324.0	\$ 6,324.0	\$ 6,324.0	\$ 4,359.0	\$ 4,324.0	\$ 49,103.0	\$ 38,327.3				
SERVICIO DE TALADRO PERFORACIÓN	\$ 29,679.0	\$ 29,679.0	\$ 29,679.0	\$ 29,679.0	\$ 29,679.0	\$ 29,679.0	\$ 29,679.0	\$ 29,679.0	\$ 29,679.0	\$ 237,432.0	\$ 185,327.1				
TOTAL:	\$ 209,651.9	\$ 182,036.0	\$ 149,680.0	\$ 131,999.4	\$ 136,134.4	\$ 136,380.4	\$ 142,197.4	\$ 314,579.5	\$ 1,402,658.9	\$ 1,094,842.8					

ANEXO XIX COSTOS OPERACIONALES DIARIOS DEL POZO YCAF-029 PERFORADOS CON LD

DESCRIPCIÓN DEL COSTO	YCAF-029														TOTAL	VP		
	\$ 1,107.0	\$ 1,422.0	\$ 574.0	\$ 1,002.0	\$ 583.0	\$ 874.0	\$ 574.0	\$ 1,002.0	\$ 90,000.0	\$ 90,000.0	\$ 80.0	\$ 80.0	\$ 80.0	\$ 80.0			\$ 640.0	
COMBUSTIBLES DE PERFORACION	\$ 1,107.0	\$ 1,422.0	\$ 574.0	\$ 1,002.0	\$ 583.0	\$ 874.0	\$ 574.0	\$ 1,002.0	\$ 90,000.0	\$ 90,000.0	\$ 80.0	\$ 80.0	\$ 80.0	\$ 80.0	\$ 640.0	\$ 7,138.0	\$ 5,571.6	
LINER DRILLING	\$ 153,300.0	\$ 90,000.0	\$ 90,000.0	\$ 90,000.0	\$ 90,000.0	\$ 90,000.0	\$ 90,000.0	\$ 90,000.0	\$ 90,000.0	\$ 90,000.0	-	-	-	-	\$ 783,300.0	\$ 611,403.3		
MATERIALES CABEZAL DE POZO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RENTA DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN	\$ 80.0	\$ 80.0	\$ 80.0	\$ 80.0	\$ 80.0	\$ 80.0	\$ 80.0	\$ 80.0	\$ 80.0	\$ 80.0	\$ 80.0	\$ 80.0	\$ 80.0	\$ 80.0	\$ 640.0	\$ 499.6		
SERVICIO CEMENTACION PERFORACIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
SERVICIO DE BASE PERMANENTES	\$ 155.0	\$ 155.0	\$ 155.0	\$ 155.0	\$ 155.0	\$ 155.0	\$ 155.0	\$ 155.0	\$ 155.0	\$ 155.0	\$ 155.0	\$ 155.0	\$ 155.0	\$ 155.0	\$ 1,240.0	\$ 967.9		
SERVICIO DE CAMION VACCUM	\$ 960.0	\$ 720.0	\$ 720.0	\$ 720.0	\$ 720.0	\$ 720.0	\$ 720.0	\$ 720.0	\$ 720.0	\$ 720.0	\$ 720.0	\$ 720.0	\$ 720.0	\$ 49.0	\$ 5,329.0	\$ 4,159.5		
SERVICIO DE CATERING PERFORACIÓN	\$ 1,057.0	\$ 1,010.0	\$ 1,010.0	\$ 1,066.0	\$ 1,010.0	\$ 1,010.0	\$ 1,010.0	\$ 1,010.0	\$ 1,010.0	\$ 1,010.0	\$ 1,010.0	\$ 1,010.0	\$ 1,010.0	\$ 1,010.0	\$ 8,183.0	\$ 6,387.2		
SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS	\$ 10,501.0	\$ 13,764.0	\$ 7,019.0	\$ 7,178.0	\$ 1,337.0	\$ 1,141.0	\$ 1,141.0	\$ 1,141.0	\$ 1,141.0	\$ 1,141.0	\$ 1,141.0	\$ 1,141.0	\$ 1,141.0	\$ 1,066.0	\$ 43,147.0	\$ 33,678.3		
SERVICIO DE EQUIPO PESADO PERFORACIÓN	\$ 595.0	\$ 595.0	\$ 595.0	\$ 595.0	\$ 595.0	\$ 595.0	\$ 595.0	\$ 595.0	\$ 595.0	\$ 595.0	\$ 595.0	\$ 595.0	\$ 595.0	\$ 595.0	\$ 4,760.0	\$ 3,715.4		
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO	\$ 1,420.0	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 1,513.0	\$ 12,011.0	\$ 9,375.2		
SERVICIO DE GYRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ 7,700.0	\$ 6,010.2		
SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL	-	-	-	-	\$ 53,599.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ 53,599.0	\$ 41,836.6		
SERVICIO DE LINER HANGER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ 82,288.0	\$ 82,288.0	\$ 64,229.7		
SERVICIO DE LODOS PERFORACION	\$ 38,957.0	\$ 12,663.0	\$ 2,095.0	\$ 2,789.0	\$ 2,768.0	\$ 5,008.0	\$ 5,699.0	\$ 5,699.0	\$ 5,699.0	\$ 5,699.0	\$ 1,176.0	\$ 1,176.0	\$ 1,176.0	\$ 1,176.0	\$ 71,155.0	\$ 55,539.9		
SERVICIO DE TALADRO PERFORACIÓN	\$ 29,978.0	\$ 29,978.0	\$ 29,978.0	\$ 29,978.0	\$ 29,978.0	\$ 29,978.0	\$ 29,978.0	\$ 29,978.0	\$ 29,978.0	\$ 29,978.0	\$ 29,978.0	\$ 29,978.0	\$ 29,978.0	\$ 29,978.0	\$ 239,824.0	\$ 187,194.2		
TOTAL:	\$ 238,110.0	\$ 151,900.0	\$ 133,739.0	\$ 135,076.0	\$ 182,338.0	\$ 131,074.0	\$ 139,165.0	\$ 208,912.0	\$ 1,320,314.0	\$ 1,030,568.6								