ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

“ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL TIEMPO NO PRODUCTIVO (NPT) EN LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN DEL CAMPO ARMADILLO-B, EN LOS POZOS 2 Y 3”

TRABAJO DE TITULACIÒN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS

OPCIÓN: ESTUDIO DE CASO

DARIO EUCLIDES CELI PALADINES

dario.eucly@hotmail.com

DIRECTOR: PHD. JOHNNY ROBINSON ZAMBRANO CARRANZA

johnny.zambrano@epn.edu.ec

Quito, Mayo 2019

DECLARACIÓN

Mi persona, Darío Euclides Celi Paladines, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación personal; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Darío Euclides Celi Paladines

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Darío Euclides Celi Paladines, bajo mi supervisión.

_____

Dr. Johnny Robinson Zambrano Carranza

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradecido principalmente con Dios por mostrarme el camino correcto para poder desarrollarme y vivir, por haberme hecho acreedor de una familia maravilloso, padres ejemplares, hermanos incondicionales, amigos verdaderos y ultimo, pero no menos importante por guiarme hacia las manos del amor de una mujer que supo darle vida y razón a mi existencia, acompañándome paso a paso en cada reto y aventura nueva.

Agradezco a la institución y las principales autoridades por haberme dado la oportunidad de conformar parte de esta prestigiosa universidad, y orgullosamente llamarme profesional de una de las mejores universidades del país y probablemente del mundo, han de estar seguros que he de ser un digno representante en conocimientos, profesionalismo y competencia en el ámbito laboral, respaldado de tan digna institución.

Agradezco a mis padres específicamente mi madre Doris Herlinda Paladines Espinosa y padre, J. Euclides Celi Jaramillo, por haber sido mi pilar, mi inspiración y mi ejemplo de superación, trabajo, honestidad y profesionalismo en este trayecto de mi vida.

Agradezco a mi numerosa y maravillosa familia, que siempre de alguna manera han estado pendiente de mí y me han sabido apoyar siempre y en cada momento, soy yo el agradecido por tenerlos.

DEDICATORIA

Este y todos mis triunfos los dedico a mis padres, por ser un digno ejemplo a seguir, sobre todo a mi héroe ¡mi papá!, que con poco siempre me enseña demasiado.

CONTENIDO

RESUMEN XIV

ABSTRACT XV

1. INTRODUCCIÓN 1

1.1. Objetivo general 2

1.2. Objetivos específicos. 2

1.3. Alcance 2

2. MARCO TEÓRICO 3

2.1. Generalidades del Campo Armadillo 3

2.2. Ubicación 4

2.3. Descripción Geológica 5

2.4. Estratigrafía y Litología de la Formación NAPO 8

2.5. Análisis Litológicos 10

2.6. Propiedades de Roca, Fluido y Tipos de Areniscas 11

2.6.1. Arenisca "Basal Tena" 12

2.6.2. Arenisca "U". 13

2.6.3. Arenisca "U" Superior. 13

2.6.4. Arenisca "U" Inferior 14

2.6.5. Arenisca "T". 15

2.6.6. Arenisca "HOLLíN" 17

2.6.7. Arenisca "HOLLíN SUPERIOR" 17

2.6.8. Arenisca "HOLLÍN INFERIOR" 17

2.7. Análisis de Presiones Encontradas en el Pozo. 19

2.8. Datos Históricos de Producción 19

2.8.1. Producción "Basal Tena" 20

2.8.2. Producción "U Inferior" 20
2.9. Determinación de contacto Agua – Petróleo 22
2.10. Propuesta de Perforación para ARMB 22
2.10.1. Pozo Armadillo B – 002 (ARMB – 002) 28
2.10.2. Pozo Armadillo B – 003 (ARMB – 003) 30
2.11. Tiempos de Perforación 32
Fase de Planificación o Post-Mortem 33
Tiempos Reales de Perforación 33
Tiempos No Productivos (NPT) 34
2.11.1. Tiempos No Productivos (NPT) 34
2.12. Problemas Comunes Durante la Perforación 35
2.12.1. Inestabilidad del Agujero en la Perforación 35
2.12.2. Pérdida de Circulación 37
2.12.3. Brote o Surgencia 37
2.12.4. Pega de Tubería 38
2.12.5. Pesca 39
2.12.6. ROP Bajo 39
2.12.7. Reentrada 39
2.12.8. Problemas en la Cementación 40
2.12.9. Fallas en el Equipo Superficial 41
2.12.10. Fallas en el Equipo de Fondo 41
2.12.11. Problemas Socio Comunitarios 41
2.13. Costos de Operación en la Perforación 42
2.13.1. Costo 42
2.13.2. Precio 42
2.13.3. Utilidad 42
2.13.4. Presupuesto 42

2.13.5. Riesgo 43

2.13.6. Costos Planificados 43

2.13.7. Costos Reales o Ejecutados 43

2.14. Lecciones Aprendidas 44

2.14.1. Importancia de las Lecciones Aprendidas 44

2.14.2. Ventaja de las Lecciones Aprendidas 45

3. METODOLOGÍA 45

3.1. Procedimientos empleados para el análisis de la información 46

4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS 47

4.1. Resultados 47

4.1.1. Análisis de los Tiempos No Productivos 48

4.1.2. Análisis de los NPT por Secciones ARMB – 002 55

4.1.3. Análisis de los NPT del pozo ARMB – 003 por Secciones 64

4.1.4. Análisis Económico de los Tiempos No Productivos 66

4.2. Discusión 73

4.2.1. Tiempos No Productivos ARMB – 002 73

4.2.2. Tiempos No Productivos ARMB – 003 75

4.2.3. Análisis Económico ARMB - 002 76

4.2.4. Análisis Económico ARMB – 003 77

4.2.5. Lecciones Aprendidas ARMB – 002 y Recomendaciones por Sección 77

4.2.6. Lecciones Aprendidas ARMB – 003 y Recomendaciones por Sección 83

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 88

5.1. CONCLUSIONES. 88

5.2. RECOMENDACIONES 91

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 93

ANEXOS. 103

GLOSARIO 144

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura. 1. Mapa Catastral Bloques Petroleros 5
Figura. 2. Línea Sísmica PE95-287. 7
Figura. 3. Evento Volcánico Armadillo 9
Figura. 4. Litotipos y Agrupación para el Modelamiento en las Unidades BT y U..... 10
Figura. 5. Registro Eléctrico Armadillo – 1; Arena Basal Tena. 11
Figura. 6. Ambiente de Depositación Arenisca Basal Tena. 12
Figura. 7. Ambiente de Depositación Arenisca "U" Inferior. 14
Figura. 8. Mapa Estructural Arenisca "T" Inferior. 16
Figura. 9. POES Comparativo, Basal Tena – Arenisca "U" inf. 20
Figura. 10. Plano del contacto Agua-Aceite "Armadillo" (color azul) -9 340 SSTVD con la superficie al tope de la Unidad "U" Inferior. 22
Figura. 11. Mapa de Ubicación Pozos ARM-002, ARM-003, ARM-004, ARM-005 24
Figura. 12. Análisis Sismo Estructural – Estratigráfico. 25
Figura. 13. Interpretación Sísmica Armadillo –B. 26
Figura. 14. Prospectos ARM – 002, ARM – 003. 27
Figura. 15. Topes estimados de Formaciones ARMB - 002 29
Figura. 16. Topes estimados de Formaciones ARMB – 003. 31
Figura. 17. Tiempos versus profundidad ARMB-002. 49
Figura. 18. Distribución Tiempo Productivo Total ARMB-002. 50
Figura. 19. Distribución NPT Total ARMB-002. 51
Figura. 20. Distribución Tiempos ARMB-002. 53
Figura. 21. Tiempos versus Profundidad ARMB-003. 58
Figura. 22. Distribución de Tiempo Productivo. ARMB-003. 59
Figura. 23. Distribución de Tiempo No Productivo.ARMB-003 60
Figura. 24. Distribución de Tiempos totales. 62
Figura. 25. Costos Reales por Sección. 68
Figura. 26. Costos Reales de Hora por Sección. 69
Figura. 27. Costos Reales NPT por Sección. ARMB – 002 69

Figura. 28. Costos Reales de Hora por Sección..... 71
Figura. 29. Costos Reales por Sección ARMB 003. 72
Figura. 30. Costos Tiempos No Productivos por Sección ARMB 003. 73

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros registrados en arena Basal Tena. 13
Tabla 2. Parámetros registrados en Arenisca “U” Inferior. 15
Tabla 3. Parámetros registrados en Arenisca “T”..... 15
Tabla 4. Parámetros registrados en Arenisca “Hollín Superior”. 17
Tabla 5. Parámetros registrados en Arenisca “Hollín Superior”. 17
Tabla 6. Evaluación de las arenas encontradas Armadillo - 1. 18
Tabla 7. Presiones tomadas en Armadillo – 1..... 19
Tabla 8. Pruebas de producción del pozo Armadillo – 1. 21
Tabla 9. Pozos propuestos Armadillo – B. 23
Tabla 10. Información del Pozo ARMB – 002. 28
Tabla 11. Información General del Pozo. ARMB - 003 30
Tabla 12. Tiempos de Perforación 33
Tabla 13. Clasificación de NPT en ARMB-002. 52
Tabla 14. Descripción de Tiempos ARMB-002. 54
Tabla 15. Descripción Tiempos por Sección ARMB-002. 54
Tabla 16. Descripción NPT ARMB-003. 61
Tabla 17. Descripción Tiempos ARMB-003. 63
Tabla 18. Descripción de Tiempos por Sección. 63
Tabla 19. Descripción de Costos Estimados. 66
Tabla 20. Descripción de Costos Reales por Sección. 67
Tabla 21. Costos Estimados de Perforación. 70
Tabla 22. Costos Reales de Perforación. 70

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO. 1. Curva de Tiempo vs Profundidad ARMB – 002, Tiempos Productivos..... 103
ANEXO. 2. Curva de Tiempo vs Profundidad ARMB – 002, Tiempos No Productivos..... 108
ANEXO. 3. Curva de Tiempo vs Profundidad ARMB – 003, Tiempos Productivos..... 112
ANEXO. 4. Curva de Tiempo vs Profundidad ARMB – 003, Tiempos No Productivos..... 116
ANEXO. 5. Desarrollo De Costos ARMB - 002 120
ANEXO. 6. Desarrollo De Costos ARMB – 003..... 124
ANEXO. 7. Actividades de Perforación en ARMB - 002. 127
ANEXO. 8. Actividades de Perforación en ARMB – 003 135

RESUMEN

El presente estudio de caso, analiza los tiempos no productivos (NPT) mediante los reportes de las diferentes líneas de perforación, considerando los problemas presentados durante el desarrollo y perforación de los pozos ARMB - 002 y ARMB - 003 del campo Armadillo-B, determinando las posibles causas y correctivos necesarios después de un análisis económico. El resultado del trabajo fue la interpretación de los costos, para establecer la pérdida real de los tiempos no productivos en un proyecto de perforación de campos petroleros, donde la inversión es considerable e importante en esta fase, por lo que, cada situación que se desarrolla fuera del cronograma de diseño, es un tiempo que aumenta el costo verdadero del proyecto. Este análisis ayudará a empresas prestadoras del servicio de perforación a establecer costos que son necesarios para realizar un proyecto de perforación, en locaciones donde se presenta nueva geología y retos que pueden alterar la planificación y el presupuesto necesario para cumplir con el proyecto, beneficiando a las empresas con la reducción de tiempos no productivos, mejorando la eficiencia en relación a costos y tiempos en la perforación. El trabajo finaliza con propuestas de acciones correctivas y recomendaciones por secciones para mejorar parámetros de perforación mediante lecciones aprendidas, además se establecen y mejoran relaciones con las comunidades de la región.

Palabras Clave: Tiempos no Productivos, Costos, Eficiencia, Perforación, Planificación

ABSTRACT

The present case study analyzes the non-productive times (NPT) through different lines of drilling reports, whereas the problems presented during the development and drilling of wells ARMB - 002 and ARMB - 003 of the Armadillo-B field, determining possible causes and corrective actions equired after an economic analysis. The result of the work was the interpretation of the costs, to establish the true loss of non-productive times in a drilling project of oil fields, where the investment is considerable and important at this stage, so, every situation that develops outside of the design schedule, it is a time which increases the real cost of the project. This analysis can help providers drilling service companies to establish costs that are necessary to carry out a drilling project, This analysis can help providers drilling service companies to establish costs that are necessary to carry out a drilling project, in locations where presents new geology and challenges that affect the planning and budget necessary to comply with the project, benefiting companies with the reduction of non-productive times, improving efficiency in relation to costs and drilling time. The final part of this work proposes corrective actions and recommendations by sections to improve drilling parameters through lessons learned. In addition, set out and improve relationships with the communities in the region.

Keywords: Nonproductive times, Costs, Efficiency, Drilling, Planning

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la industria petrolera de nuestro país está adecuada y acostumbrada a las características prácticamente uniformes de la geología ecuatoriana, que se ha venido desarrollando durante casi tres décadas, por lo que, el proceso de perforación se ha convertido en una actividad sistemática y repetitiva. Dentro de los planes de diseño de perforación, se tiene prácticamente pronosticado el tiempo y dinero necesario para cumplir con una operación de perforación, como fue Armadillo-B, tomando como referencia Armadillo – A y pozos cercanos, sin embargo, los problemas se manifiestan en distintas maneras en las operaciones causando pérdidas económicas imprevistas.

Este proyecto de investigación es de gran importancia ya que, examina los tiempos productivos versus los tiempos no productivos en los procesos de perforación en el campo Armadillo B, basado en el análisis de los costos presentados del proyecto de perforación comparados con el presupuesto realizado por la empresa prestadora de servicio.

Se trabaja con la información de los reportes de “Drilling Operations Summary Report” y “Daily Operations Report” de los pozos ARMB-002 y ARMB-003, los que se procesan mediante una matriz para diferenciar e identificar todos los tipos de trabajos posiblemente realizados por horas, dividido por tiempos productivos y no productivos, que son resumidos y separados por secciones, para identificar todas las acciones reales del proceso de perforación. Una vez clasificada y analizada la información, se realizan cuadros comparativos de tiempos productivos y no productivos (NPT).

En orden de las ideas anteriores y con el propósito de mejorar los parámetros de perforación en geografías que presenten nuevas formaciones y reducir los tiempos no productivos presentados en la campaña de perforación, se desarrolla estimaciones de costos por secciones de trabajo para tener una referencia cercana al impacto en el costo del proyecto. En la matriz se obtiene que, los NPT constituyeron el 25.1% en ARMB – 002 y el 16.4% en ARMB – 003. Una vez realizado el análisis económico hecho por secciones, se obtiene que, los NPT representaron $ 835 067 dólares para ARMB – 002 y $ 576 641 dólares para ARMB-003.

Para finalizar, se presentan un análisis detallado de las operaciones de perforación por cada sección y cada tipo de trabajo, donde se identificaron tiempos no productivos específicos que ayudaron a plantear lecciones aprendidas en cada sección y momento de perforación, para con esto replantear un plan efectivo, eficaz y óptimo de perforación para futuros trabajos. Además, se desarrolla recomendaciones y conclusiones en base a las lecciones aprendidas, necesarias para que no se vuelva a presentar inconvenientes o

pérdidas en futuros proyectos próximos a desarrollarse y de esta manera pronosticar mejor la planificación, diseño de perforación y procesos operacionales básicos implementados en las acciones rutinarias de la perforación en este y otros campos.

1.1. Objetivo general

Analizar los tiempos no productivos de las campañas de perforación del campo Armadillo, para los pozos 2 y 3.

1.2. Objetivos específicos.

- Evaluar la información sobre los procesos operacionales de perforación de los pozos 2 y 3 del campo Armadillo B por secciones.
- Identificar los tiempos no operacionales de las distintas líneas de servicio y trabajo.
- Analizar los costos que representa cada uno de los tiempos no operacionales, sobre la campaña de perforación.
- Presentar proyecciones y recomendaciones sobre procesos operacionales costo-eficientes, optimizando tiempos de producción en perforaciones futuras.

1.3. Alcance

- En el presente trabajo se va analizar y verificar la información completa de todas las líneas involucradas en la campaña de los pozos 2 y 3.
- Se va realizar un análisis comparativo sobre los problemas operacionales en la operación de perforación de los diferentes pozos desde el inicio del proyecto hasta la finalización de la perforación, lo cual arrojara los NPT respectivos para una valoración de los costos reales del proyecto.
- Se realizará una proyección para los pozos 4 y 5, a base de la optimización de los procesos operacionales delimitados en el estudio de los NPT de los pozos 2 y 3, para poder minimizar problemas

operacionales que se traducen en NPT para el desarrollo de futuros proyectos.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Generalidades del Campo Armadillo

El campo Armadillo denominado Bloque 55, se descubrió mediante interpretación sísmica en 1986 por el consorcio CEPE-TEXACO; Se lo caracterizó por dos estructuras: Armadillo Norte (ArmN) y Armadillo Sur (ArmS). La empresa Petroamazonas (ex-filial) en el año 1990 realizó una nueva interpretación sísmica de área con ayuda de los estudios sísmicos realizados en los años 1978, 1983, 1985, 1988, 1989 (Suariaga, 2009).

El Mapa Estructural a la base de la Caliza "A" fue elaborado por el Departamento de Geofísica de Petroproducción, detectándose dos posibles altos estructurales denominados: Armadillo Norte (ArmN) al alto estructural norte y Armadillo Sur (ArmS) al alto estructural sur (Suariaga, 2009).

De acuerdo al reporte Geológico, las especificaciones de espacio fueron que alto Armadillo Norte tiene 6.4 km de largo por 1.3 km de ancho presentando un área de 1544 acres y aproximadamente 35 pies de cierre y alto Armadillo Sur tiene 3.5 km de largo por 2 km de ancho con un cierre de 60 pies, donde se pudo encontrar la característica que Armadillo Norte se encuentra 54 pies más bajo que Armadillo Sur (PETROPRODUCCIÒN, 1995).

De los nuevos estudios sobre la base de información de los años anteriores, el Departamento de Geofísica realizó una nueva interpretación sísmica, en la que se determinó que el alto Armadillo Sur tiene 3.12 km de largo por 3.06 km de ancho, con una área de 2354 acres, encontrándose estructuralmente a 130 pies más alto que Armadillo Norte (Suariaga, 2009).

Entre el 15 de Junio y el 23 de Julio de 1995 se perforó el pozo Armadillo-1, probando así la estructura de Armadillo Norte, llegando a una profundidad total de 11 155 pies (-10 079 pies), localizándose en las coordenadas:
S 00° 56´ 02.53" de latitud y O 76° 50´ 15.34" de longitud, donde se obtuvieron pruebas de producción inicial de 450 B/D para la arena Basal Tena durante 17 horas de prueba y se obtuvieron 857 B/D en la arena "U" Principal durante 43 horas de pruebas;

realizadas el 13 de Agosto de 1995. (PETROPRODUCCIÓN, Estudio de Ingenieria de Yacimientos, Campo Armadillo, 2004).

La producción inicial comenzó en Enero de 1997 en la arena “U” Inferior con una rata de 383 B/D hasta el mes de Abril de 1999 que finalizó con una producción de 409 B/D, cerrándose el pozo por fallas en la bomba y demás problemas técnicos. Para probar el prospecto Armadillo Sur se propuso perforar el pozo Armadillo Sur-1, el cual se encontraba programado para ser perforado en Septiembre de 1997, en que se realizó el estudio de evaluación del proyecto conjunto (PETROPRODUCCIÓN, Estudio de Ingenieria de Yacimientos, Campo Armadillo, 2004).

Los datos de área y valores petrofísicos de las arenas Basal Tena y “U” Principal se utilizaron como base de datos, para el calculó el volumen de petróleo In Situ, obteniendo como resultado un estimado de 132´025 048 barriles, y para reservas recuperables dio un aproximado de 23´947 607 barriles (Amores, 1996).

En el estudio de proyecciones técnico-económico del campo Armadillo realizado en 1996 establece obtener una producción inicial total de 6 600 B/D, con un tiempo estimado de estabilización de 3 años para una declinación anual exponencial de 12.3% en un periodo aproximado de 22 años. El objetivo de la entonces Petroproducción fue la de perforar en total 11 pozos, estimando una producción inicial por pozo de 660 B/D (Amores, 1996).

En el año de 2014, Petroamazonas EP realizó el proceso de workover en el pozo Armadillo 1 e incorporó a la producción alrededor de 330 barriles de petróleo por día (Molina & Araujo, 2015).

En el campo Armadillo operado por Ecuaservoil S.A., desde el 2016 hasta el primer quimestre del 2017 se tuvo una producción promedia de 241 BPPD (Ramirez, 2017).

2.2. Ubicación

El Bloque 55 con el nombre de Armadillo se encuentra ubicado en la provincia de Napo y limita al norte al sur y al este con el bloque 17 y al oeste con el bloque 61, como se muestra en la Figura 1. Ambos bloques son operados por

Petroamazonas EP y cuentan con inversión de empresas privadas. (Ramirez, 2017).

Comprende dos estructuras, la estructura Armadillo Norte y la estructura Armadillo Sur.
Además, se identificó una nueva estructura denominada Armadillo Central, estos prospectos se encuentran al Sur de Campo Auca, y al Este de los Campos Rumiyacu y Cononaco. (PETROPRODUCCIÒN, 1995).

El campo en explotación y con infraestructura más cercana es el Campo Cononaco a 7.3 km hacia el Oeste de Armadillo Sur. (PETROPRODUCCIÒN, 1995).

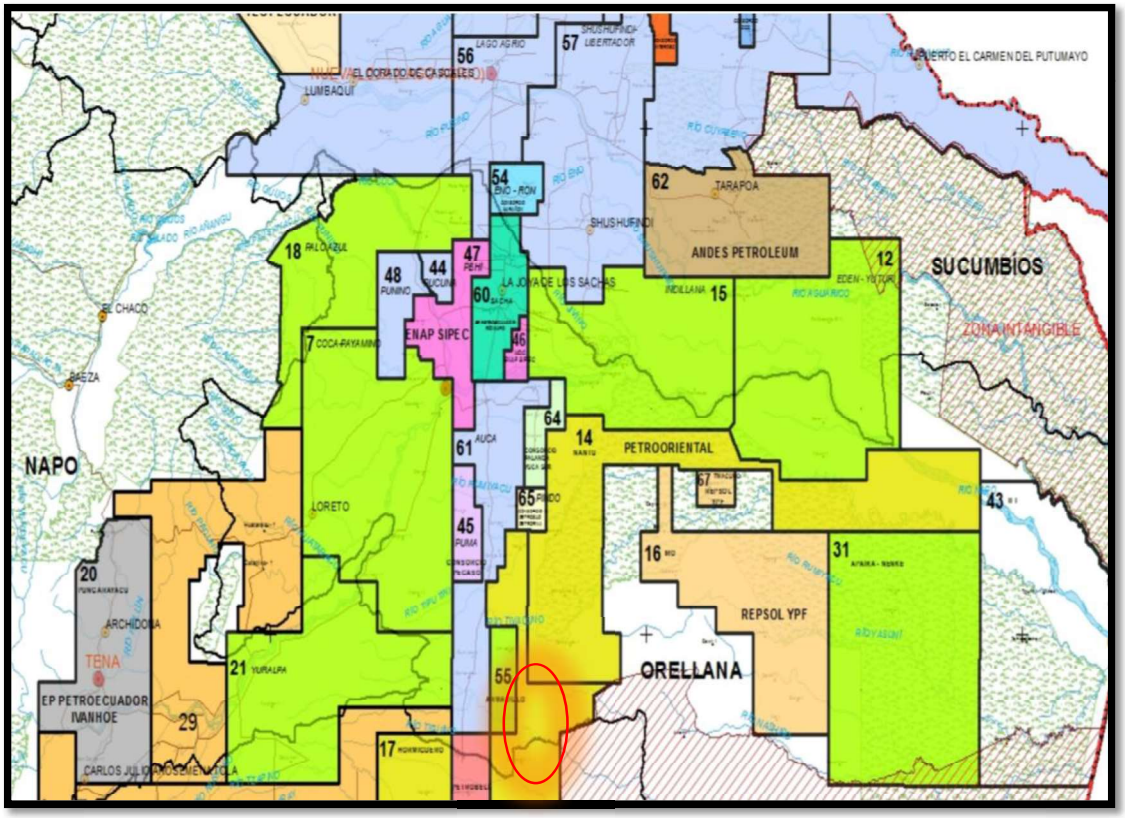

Figura. 1. Mapa Catastral Bloques Petroleros

Fuente: (SECRETARIA DE HIDROCARBUROS, 2012)

2.3. Descripción Geológica

La estructura Armadillo se encuentra según la descripción geológica a 9.1 km al N-O (Noroeste) del pozo Rumiyacu-1, conformada por tres altos estructurales, uno ubicado

hacia el Norte con una área promedio de 1463 acres, bajo un cierre vertical de 50 pies que fue definido por las líneas sísmicas 78-290 al Norte PE-91-2348 al Sur, PE-91-293B al Este y al Oeste con la línea 78-263Sy otro al Sur con una área promedio de 1918 acres bajo un cierre vertical de 60 pies definido por la línea sísmica PE-91-2356 y separados por un bajo estructural (Suariaga, 2009).

El Campo Armadillo fue descubierto con la perforación del pozo exploratorio Armadillo-01 en Julio de 1995, llegando a la profundidad total de 11.155 pies.

La interpretación sísmica se realizó a la base de la caliza “A”, por ser un reflector muy definido en toda la cuenca, se consideró la cuenca Tiyuyacu como un nivel del terciario para la elaboración del mapa de adelgazamientos tanto para Armadillo Norte como para Armadillo Sur (PETROPRODUCCIÒN, 1995).

De lo observado en la línea sísmica PE-2356 y PE95 – 287 (Figura 2), se concluyó que no existió la presencia de fallas que controlen el alto estructural, por lo que también se menciona que no se observa la presencia de tolva basáltica de 576 pies de espesor que se presenta sobre la zona caliza M-2 en el pozo exploratorio Armadillo-1 (PETROPRODUCCIÒN, 1995).

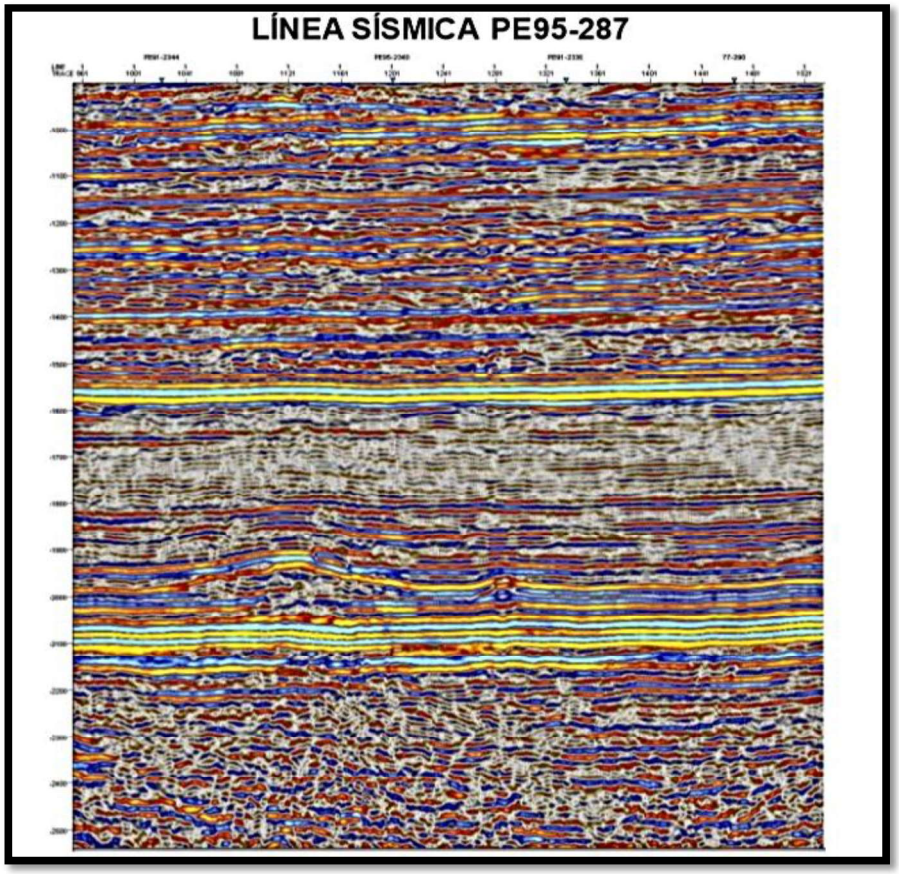

Figura. 2. Línea Sísmica PE95-287.

Fuente: (PETROGUARD, 2016)

Tomando en consideración se concluyó, que los principales yacimientos de interés, como la arenisca Basal Tena, de la formación Tena con alrededor de 19 pies de espesor neto y la formación "U" principal de 39 pies de espesor neto de la Formación Napo, como la formación secundaria, esta arenisca esta superior a la Formación Hollín (Suariaga, 2009).

A mediados de mes de Agosto y Septiembre del año 2005 se realizó una nueva reinterpretación sobre el mapa estructural a la base de la Arena "U" Inferior, con la ayuda de puntos de disparo y con correlaciones de los campos adyacentes Cononaco y Rumiyacu, se detectó una nueva estructura ubicado en el medio de las formaciones Armadillo Norte y Armadillo Sur, misma que se le denominó con el nombre de Armadillo Central, el cual según estudios posee una área promedio de 1171 acres (PETROPRODUCCIÓN, Estudio de Ingenieria de Yacimientos, Campo Armadillo, 2004).

2.4. Estratigrafía y Litología de la Formación NAPO

Tope: 9 425 (-8 349) pies.

La litología para este intervalo es Lutita negra, gris oscura, gris verdosa, sub-blocosa, subfisil-fisil, dura, astillosa, localmente limosa (PETROPRODUCCIÓN, 1994).

La presencia de un cuerpo volcánico es la principal característica de este intervalo que va desde el tope situado a 9 480 (-8 404) pies hasta su base a 10 050 (-8 974) pies (Suariaga, 2009).

Durante la perforación del pozo 1 en el campo Armadillo A, no se encontró, ni se pudo identificar presencia en ripios del cuerpo volcánico, durante el paso de la perforación por la formación Napo y como no presentó ningún problema significante, no se obtuvieron informes ni reportes acerca de la naturaleza de este cuerpo, que presenta características relevantes al momento de la perforación cuando su grosor representa un valor significativo (PETROGUARD, 2016)

Este cuerpo volcánico es descrito como una brecha volcánica alternada de color gris, gris clara, blanquecina, blocosa, amorfa, muy alterada, deleznable, en la parte central se vuelve más gris oscura verdosa, negra, dura, compacta, blocosa, de textura brechosa con inclusiones de clastos angulosos de color verde tobáceo, presencia de calcita en micro fracturas y fragmentos líticos verdes-gris oscuro, ligeramente calcáreo en partes, en su parte inferior este volcánico es predominantemente negro con pequeñas intercalaciones calcáreas, se encuentra sobreyaciendo a la Caliza “A” de la formación Napo como se lo muestra en la Figura 3. (Suariaga, 2009)

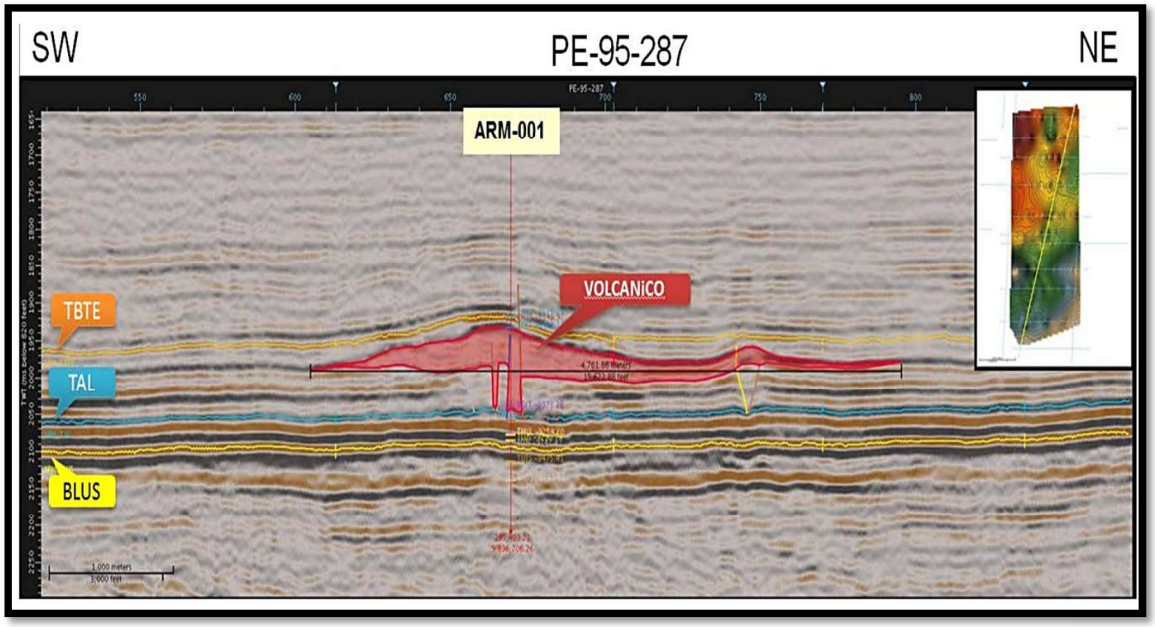

Figura. 3. Evento Volcánico Armadillo

Fuente: (PETROPRODUCCIÓN, Estudio de Ingenieria de Yacimientos, Campo Armadillo, 2004)

Dentro de la geo - cronología en el emplazamiento del magnetismo cretácico en la cuenca oriente, se mencionó evidencias de un volcanismo basáltico alcalino diacrónico, el cual se observa a lo largo del Corredor Sacha – Shushufindi, sin sedimentario en las secciones Napo Inferior del Albiano Superior – Cenomaniano en la parte central de la cuenca (áreas de Laguna – Jivino y Ginta), Napo Medio del Turoniano (áreas Auca – Armadillo). (Barragán & Baby, 2004)

La zona volcánica del campo Armadillo, ubicada en el bloque 55, de acuerdo a los resultados de interpretación sísmica es un cuerpo ígneo de una longitud de casi 5 km, el cual se reduce hacia los extremos y se determinó fracturas debido a esfuerzos tectónicos. Este volcánico, aproximadamente tiene 300 pies de espesor y hasta la actualidad presenta un excelente potencial de hidrocarburo de 80 BPPD con 1% BSW. (PETROGUARD, 2016)

En base a lo investigado, décadas atrás varios autores explicaron la presencia de petróleo en rocas ígneas y metamórficas, que principalmente se da debido por el efecto del fracturamiento a consecuencia de la tectónica, así como también la combinación con alteración meteórica en relieves expuestos, enfriamiento por

diferencia de temperatura durante el emplazamiento o propias cavidades de rocas ígneas. (PETROGUARD, 2016)

La cuenca oriente de Ecuador forma parte del sistema actual de cuencas subandinas de ante-país o cuencas de foreland. (Barragán & Baby, 2004)

Los componentes volcanoclásticos consisten en capas finas de tobas basálticas estratificadas, ceniza fina, fragmentos de lapilli, vidrio basáltico y minerales máficos. (Wright, 1988)

2.5. Análisis Litológicos

Desde el análisis petrofísico se definieron 8 Litotipos, caracterizados mediante registros eléctricos e información sísmica, que fueron enmarcados dentro del contexto sedimentario (Figura 4), como canales trenzados, canales y barras mareales, facies heterolíticas, submareales y lodos submareales. Para el modelamiento geoestadístico principalmente se agruparon en Basal Tena con arenisca cuarzosa, arenisca, arenisca arcillosa y lutitas (No Reservorio), y para U Inferior los últimos tres litotipos mencionados anteriormente, los mismos que fueron implementados en los pseudopozos (PETROGUARD, 2016).

Código	Nombre	Color	Facie Sedimentaria	Unidad BT	Unidad U
1	Arenisca Cuarzosa		Canales Trenzados, Canales y Barras de Marea	Arenisca Cuarzosa	Areniscas
2	Areniscas			Arenisca	
3	Arenisca T Inferior				
4	Arenisca Glauconítica		Facies Heterolíticas o Submareales	Arenisca Arcillosas	Areniscas Arcillosas
5	Arenisca Arcillosa				
6	Caliza		Facies de Lodos Submareales	Lutitas	Lutitas
7	Arcilla				
8	Cuerpo Volcánico		Cuerpo Volcánico		

Figura. 4. Litotipos y Agrupación para el Modelamiento en las Unidades BT y U.

Fuente: (PETROGUARD, 2016)

2.6. Propiedades de Roca, Fluido y Tipos de Areniscas

En el pozo perforado Armadillo-1, la compañía Halliburton realizó el perfilaje y se corrieron registros de resistividad (HRI, DLL, MSFL, SP), porosidad (SDL, DSNT, FWS) y rayos gamma (CSNG, NGRT) desde la profundidad total (P.T.) 11 158 pies hasta la profundidad del zapato localizado a 3 222 pies, registrándose una temperatura máxima de fondo de 214 °F (PETROPRODUCCIÒN, 1995).

Con los registros eléctricos disponibles HRI, ML, SDLT, CNL, DSNT, etc. Se efectuó la evaluación de las zonas de interés: Basal Tena, Napo U (Figura 5), los mismos que aparecen con cierta permeabilidad, buen espesor neto y resistividad relativamente alta especialmente la Arenisca "U" (PETROPRODUCCIÒN, 1995).

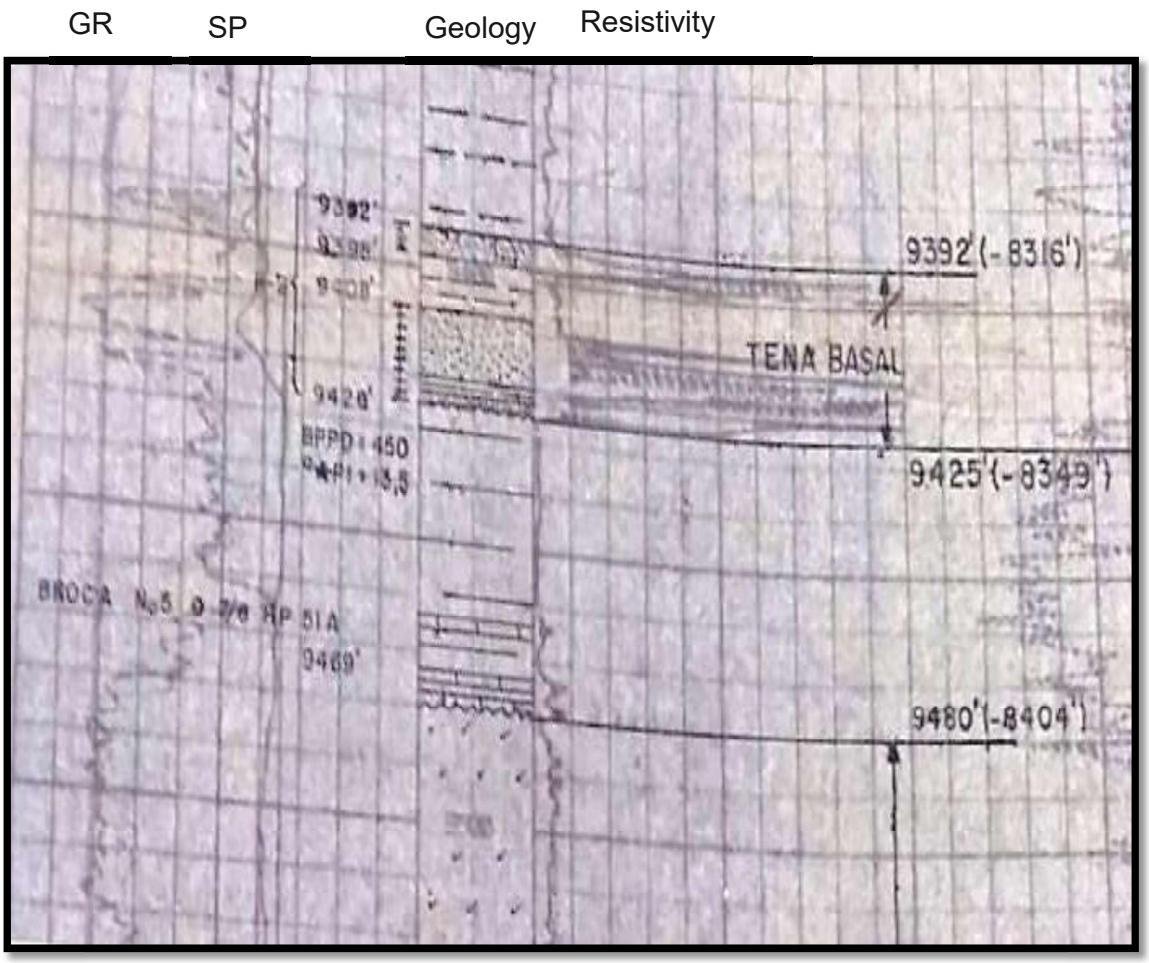

Figura. 5. Registro Eléctrico Armadillo – 1; Arena Basal Tena.

Fuente: (PETROPRODUCCIÓN, 1994)

2.6.1. Arenisca “Basal Tena”

Para esta arenisca se ubica el tope a 9 392 pies (-8 316 pies) y la base a 9 426 pies (-8 350 pies) en el pozo Armadillo - A; se presenta en dos cuerpos permeables separados con una intercalación de 12 pies de espesor; y el cuerpo inferior demostró ser permeable de acuerdo al micro perfil y cáliper con una deflexión de la curva de SP no muy significativa que alcanzó un valor de (-28 mv) a 9 416 pies y una lata resistividad en su formación de 115 ahmm en el pozo Armadillo – 1 (PETROPRODUCCIÒN, 1995).

En la coteja de los registros del ambiente depositario de la arenisca Basal Tena se denotó, relleno de canal “distributario”, con una dirección de aporte SW – NE, presentándose areniscas de grano grueso a medio, suprayace secuencias de limo y arcillas pertenecientes a la formación Tena, Figura 6 (PETROGUARD, 2016).

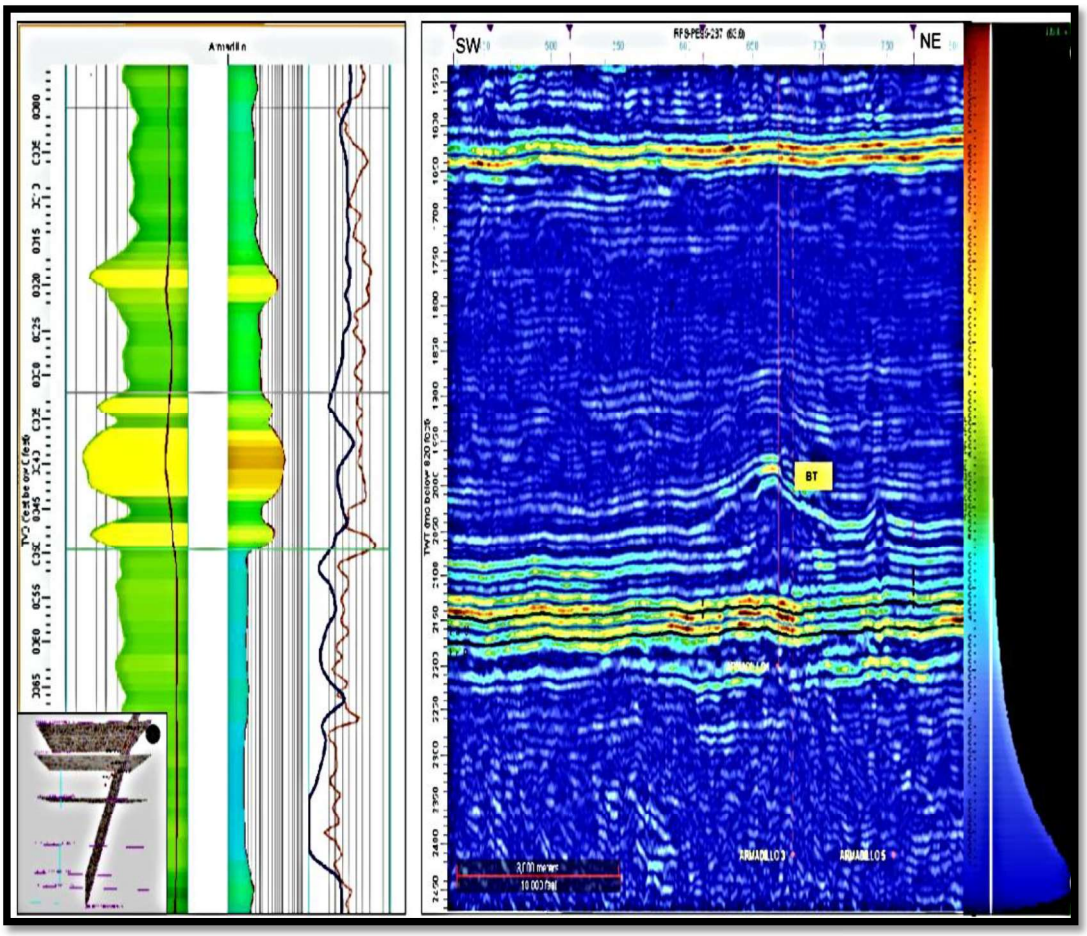

Figura. 6. Ambiente de Depositación Arenisca Basal Tena.

Fuente: (Kastillo, 2016). (PETROGUARD, 2016).

Tomando en cuenta la evaluación e interpretación de los registros eléctricos corridos a hueco abierto del pozo perforado, se obtuvo los siguientes resultados promedios (Suariaga, 2009).

Tabla 1. Parámetros registrados en arena Basal Tena.

PARÁMETROS	PROMEDIO
Φ (%) =	17.34
Sw (%) =	21.40
Ho (pies) =	24.00
Rw (ohm-m) =	0.09

Fuente: (Suariaga, 2009)

Modificado por: Celi, 2019

En el tope presenta una intercalación limo arcillosa de 9 pies de espesor que separa en dos cuerpos permeables (Suariaga, 2009).

En la prueba realizada en el pozo Armadillo – 1 en el intervalo (9 392 pies – 9 398 pies) y (9 408 pies – 9 426 pies) con 4 disparos por pie (DPP) se recuperó 450 BLS de petróleo por día (BPPD), de 13.5° API a 60 °F con un 25% de BSW, Bo (Factor volumétrico inicial) dio 1.1107 BY/BN, después de 17 horas de evaluación con bomba jet (PETROPRODUCCIÒN, 1995).

2.6.2. Arenisca “U”.

En el pozo Armadillo – 1 el tope de la zona de la arenisca “u” se estableció a 10 310 pies (-9 234 pies) y la base a 10 428 pies (-9 342 pies) distinguiéndose dos cuerpos: Superior e Inferior claramente diferentes entre si por sus características litológicas y de fluidos (PETROPRODUCCIÒN, 1995).

2.6.3. Arenisca “U” Superior.

La arenisca “U” superior en este campo no se encuentra bien desarrollado debido a un cambio lateral de facies, En el pozo Armadillo – 1, de presenta en forma de intercalaciones permeables de reducido espesor con alternancia de calizas y Lutitas, y con resistividad baja (38 ohmn); características propias de una arenisca calcárea y no limpia (PETROPRODUCCIÒN, 1995).

2.6.4. Arenisca “U” Inferior

En el pozo Armadillo – 1 el tope de la arenisca “U” inferior se estableció a 10 374pies (-9 298 pies) y la base a 10 418 pies (-9 342 pies) y se presenta como un solo cuerpo potente de 44 pies (PETROPRODUCCIÓN, 1994).

En el pozo Armadillo – 1, la arenisca “U” aparece como permeable según el micro perfil y tiene como promedio una resistividad alta de alrededor de 95 ohm-m y una buena deflexión de la curva del SP (-105 mv) y bajos valores de rayos gamma lo que da a entender que corresponde a una arenisca limpia (PETROPRODUCCIÒN, 1995).

En la figura 7, se presenta el registro donde se identificó los ambientes depositarios de la Arenisca “U” Inferior, para la perforación de Armadillo – A 001, donde se observa una posible proyección de donde podrían referenciarse los posibles pozos 3 y 5 (PETROGUARD, 2016).

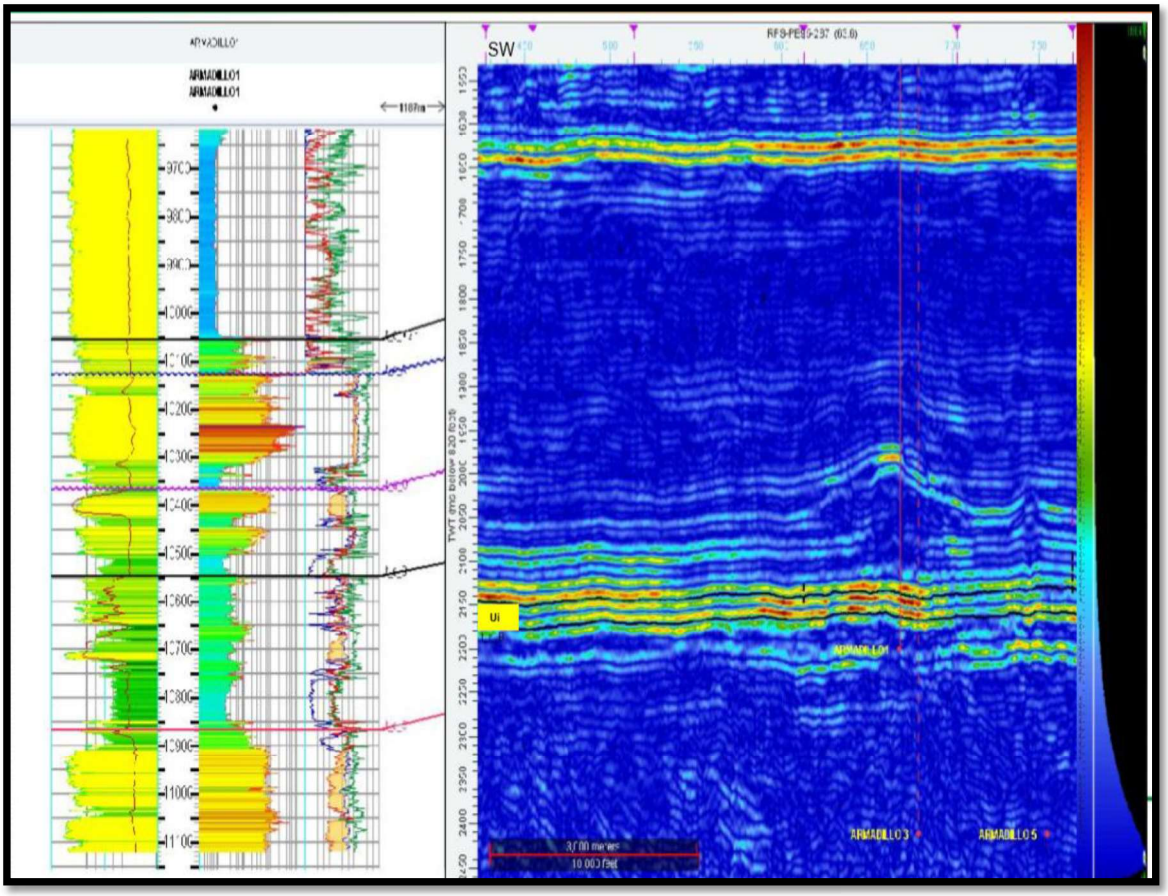

Figura. 7. Ambiente de Depositación Arenisca “U” Inferior.

Fuente: (ECUASERVOIL, 2016)

Los parámetros petrofísicos promedios en este intervalo inferior fueron los siguientes.

Tabla 2. Parámetros registrados en Arenisca "U" Inferior.

PARÁMETROS	PROMEDIO
Φ (%) =	14.40
Sw (%) =	15.80
Ho (pies) =	43.00
Rw (ohm-m) =	0.06

Fuente: (Suariaga, 2009)

Modificado por: Celi, 2019

Según las pruebas de producción realizadas en el intervalo permeable de (10 376 pies – 10 428 pies), se produjo 857 BLS de petróleo de 18.4 °API a 60 °F con 6% de BSW durante 43 horas de evaluación con bomba jet (PETROPRODUCCIÒN, 1995).

2.6.5. Arenisca "T".

El tope de la arenisca "T" en el pozo Armadillo – 1 se estableció a 10 656 pies (-9 580 pies) y la base a 10 720 pies (-9 644 pies) como se muestra en la figura 8.

Se presenta bastante desarrollado con 54 pies de espesor de arena, con una deflexión de la curva del SP (-90 mv) y bajos valores de resistividad en su formación menores de 9 ohmm, lo que da a entender que es un acuífero por lo que, se descartó como zona de interés o económicamente rentable (PETROPRODUCCIÓN, 1994).

Los parámetros petrofísicos promedios propuestos para este intervalo de arenisca fueros los que se presentaron en la siguiente tabla.

Tabla 3. Parámetros registrados en Arenisca "T".

PARÁMETROS	PROMEDIO
Φ (%) =	15.60

Sw (%) =	79.00
Ho (pies) =	54.00
PARÁMETROS	**PROMEDIO**
Rw (ohm-m) =	0.09
Tope (pies)=	10 656
Base (pies)=	10 720
SP (mv)=	-90

Fuente: (Suariaga, 2009)

Modificado por: Celi, 2019

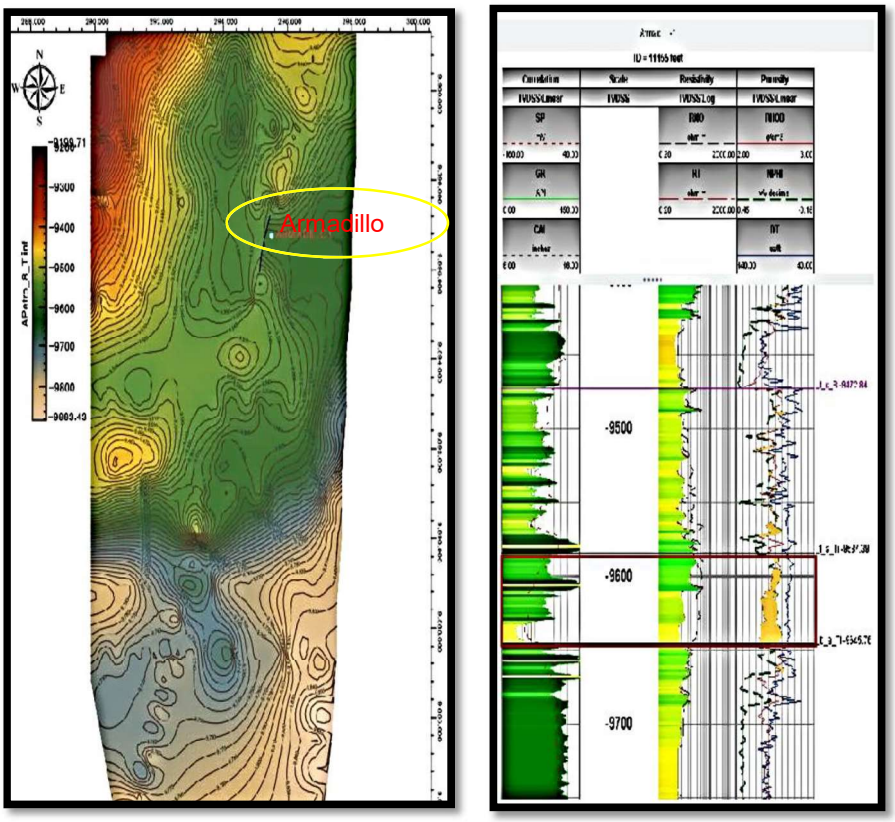

Figura. 8. Mapa Estructural Arenisca “T” Inferior.

Fuente: (PETROGUARD, 2016)

2.6.6. Arenisca “HOLLíN”

En el pozo Armadillo – 1, el tope de la arenisca “Hollín” se estableció a 10 846 pies (-9 770 pies) y la base a 11 147 pies (-10 071 pies) donde se distinguieron dos cuerpos pequeños de areniscas en cuanto a su espesor con intercalaciones de capas de mayor tamaño de lutitas y caliza; siendo estos cuerpos los: Superior e Inferior (Suariaga, 2009).

2.6.7. Arenisca “HOLLíN SUPERIOR”

A 10 846 pies (-9 770 pies) y su base a 10 900 pies (-9 827 pies), se estableció el tope de la arenisca “hollín Superior”, con un espesor saturado promedio de 14 pies, indicando determinadamente que es una zona de acuífero y transición, donde se presentó un alto corte de agua(PETROPRODUCCIÓN, 1994).

Tabla 4. Parámetros registrados en Arenisca “Hollín Superior”.

PARÁMETROS	PROMEDIO
Φ (%) =	12.40
Sw (%) =	82.30
Ho (pies) =	14.00
Rw (ohm-m) =	0.40

Fuente: (Suariaga, 2009)

Modificado por: Celi, 2019

2.6.8. Arenisca “HOLLÍN INFERIOR”

Siendo los 10 900 pies (-9 824 pies) y la base a 11 147 pies (-10 071 pies) se estableció el tope de la arenisca “Hollín Inferior”, con un espesor saturado promedio de 196 pies.

Tabla 5. Parámetros registrados en Arenisca “Hollín Superior”.

PARÁMETROS	PROMEDIO
Φ (%) =	14.60
Sw (%) =	73.50

Ho (pies) =	196.00
Rw (ohm-m) =	1.80

Fuente: (Suariaga, 2009)

Modificado por: Celi D. Euclides

De acuerdo a los resultados de los diferentes parámetros analizados de las distintas arenas y posibles zonas de interés se logró llegar a la conclusión que en el yacimiento las areniscas "T" y "Hollín" fueron las que presentaron un alto porcentaje de saturación de agua por lo que, fueron considerados como acuíferos (Suariaga, 2009).

Según la experiencia presentada por el pozo exploratorio Armadillo – 1, no se probó la presencia de hidrocarburos, con un espesor promedio de 466 pies, siendo Hollín uno de los principales reservorios de los cuales históricamente se ha producido hidrocarburos en cantidades económicamente rentables.

En el campo Cononaco que está a 7.5 km al Oeste del prospecto de exploración de Armadillo – 1, también ha presentado Hollín el principal reservorio donde se ha producido rentablemente, por lo que ARMA – 001 según datos técnicos dio una producción inicial de 1 341 BPPD con 33.5 °API por el tiempo aproximadamente de 4 horas (PETROPRODUCCIÒN, 1995).

Tabla 6. Evaluación de las arenas encontradas Armadillo - 1.

YACIMIENTO	**Intervalo A (pies)**	**ESP. SAT. (pies)**	**Φ (%)**	**Sw (%)**	**Rw (ohm-m)**	**SALINIDAD NaCl (ppm)**
Basal Tena	9 393 – 9 426	19	17.34	21.40	0.09	30 000
U Inferior	10 372 – 10 418	39	14.40	15.80	0.06	42 000
T Superior	10 622 – 10 645	12	12.80	84.00	0.09	30 000
T Inferior	10 658 – 10 720	31	15.10	94.30	0.09	30 000

Hollín Superior	10 846 – 10 900	14	12.40	82.30	0.40	5 000
Hollín Inferior	10 900 – 11 147	196	14.60	73.50	1.80	900

Fuente: (Suariaga, 2009)

Modificado por: Celi, 2019

2.7. Análisis de Presiones Encontradas en el Pozo.

Según informes las tomas de presiones realizadas con los cierres correspondientes, no fueron obtenidas adecuadamente siendo utilizadas bombas Amerada, esta toma de muestras de presiones no sirvieron para el análisis, por lo que solo se tomó Pwf y Pwe reportando los siguientes datos (Amores, 1996).

Tabla 7. Presiones tomadas en Armadillo – 1.

BASAL TENA **13.5 °API**		ARENISCA "U" **18.40 °API**	
Pwf =	1 025 psi	Pwf =	2 473 psi
Pwe =	3 379 psi	Pwe =	3 866 psi

Fuente: (Suariaga, 2009)

Modificado por: Celi, 2019

2.8. Datos Históricos de Producción

En el desarrollo del pozo, durante las varias fases que se ha presentado la producción del mismo, ha habido varias interpretaciones y estimaciones sobre el petróleo original insitu (POES), por lo que, debido a la dilatación en el tiempo de sus proyectos de producción, con el avance de la tecnología y usando nuevos simuladores, se ha realizado algunas reinterpretaciones de los datos y proyecciones. Para lo cual se presentó los POES comparativos que se obtuvieron en diferentes años con tecnología diferentes obteniendo los siguientes resultados.

COMPAÑÍA	AÑO	FORMACION	POES	FR	RESERVAS	PARAMETROS				
						Area	NET -PAY	PHIEprom	Swprom	Boi
			MM bls	%	MM bls	Acres	ft	v/v	v/v	By/Bn
PETROPRODUCCION	1996	Basal Tena	7.81	16.00	1.25	1037.80	6.50	0.17	0.21	1.10
PETROAMAZONAS	2014	Basal Tena	6.12	16.00	0.98	1035.70	7.30	0.16	0.29	1.12
LITHOIL	2015	Basal Tena	5.20	16.00	0.83	650.00	9.50	0.14	0.21	1.10
COMPAÑÍA	AÑO	FORMACION	POES	FR	RESERVAS	PARAMETROS				
						Area	NET -PAY	PHIEprom	Swprom	Boi
			MM bls	%	MM bls	Acres	ft	v/v	v/v	By/Bn
PETROPRODUCCION	1996	Arenisca U_inf	49.41	17.00	8.40	4274.80	13.60	0.14	0.16	1.10
PETROAMAZONAS	2014	Arenisca U_inf	124.34	17.50	21.76	6453.50	24.90	0.17	0.25	1.11
LITHOIL	2015	Arenisca U_inf	147.72	17.50	25.85	3365.44	39.00	0.19	0.16	1.10

Figura. 9. POES Comparativo, Basal Tena – Arenisca "U" inf.

Fuente: (ECUASERVOIL, 2016)

Tanto la arenisca "Basal Tena" como la formación Napo "U Inferior", se las catalogaron como arenas productivas, las cuales entraron a pruebas de presión respectivamente, arrojando un aceite de °API = 18. Tomando en cuenta que según la información de registros eléctricos obtenidos la arenisca Napo "T", fue considerada de poco interés, por lo que no fue probada siendo considerada una zona de afluencia acuífera en el pozo (Suariaga, 2009).

2.8.1. Producción "Basal Tena"

Para un intervalo de (9 392 – 9 398) pies, se probó con bomba jet en el pozo Armadillo – 1 y para el intervalo (9 408 – 9 398) pie, se realizó 4 disparos por pie (DPP) produciendo unos 450 (BPPD) barriles por día, aproximadamente de 13.5°API y 25 % de BSW, usándose 17 horas para el proceso de evaluación, donde se midió una salinidad del agua obtenida de 8 000 ppm (NaCl), los cuales según reportes de producción no fueron parte de la formación (PETROPRODUCCIÒN, 1995).

2.8.2. Producción "U Inferior"

Para un intervalo entre (9 839 – 9 876) pies, correspondiente a la arenisca "U" inferior, se probó con bomba Jet en el pozo Armadillo – 1, a 4 DPP, recuperándose 857 BPPD de 18.4 °API y 6 % de BSW usándose 43 horas en la evaluación, se obtuvo después de mediciones una salinidad del agua obtenida en 1 212 ppm (NaCl) (PETROPRODUCCIÒN, 1995).

Como en las mediciones los valores de la salinidad obtenida del agua no se comparaban con lo que se percibía en los registros que debería tener la arenisca "U", ya que con un mayor tiempo de prueba el porcentaje de salinidad de agua

debería ser menor, esto significo que la arena no aportaba agua aun y la salinidad reportada era la salinidad del agua de matado empleada en el pozo (Suariaga, 2009).

La producción inicial del pozo Armadillo – 1, fue de 383 barriles de petróleo de la arena "U" desde enero de 1997, terminando con una producción de 409 barriles de petróleo hasta abril de 1999 con un BSW de 48%, debido a que la bomba electro sumergible se quemó (PETROPRODUCCIÒN, 1995).

Según datos recopilados de producción el acumulado fue de 252 711 barriles de petróleo, de los cuales 158 165 barriles fueron de agua y 11 199 pies cúbicos de gas, en la siguiente tabla se detalla los resultados de pruebas de producción del pozo Armadillo – 1 (PETROPRODUCCIÓN, 2004).

Tabla 8. Pruebas de producción del pozo Armadillo – 1.

YAC.	Intervalo	Fecha	N° DPP	BPPD	°API 60 °F	BSW %	Tiempo EVA (h)	Salinidad ppm
Basal Tena	9 392 – 9 398	13-08 1995	4	450	13.50	25	17	8 000
	9 408 – 9 426		4					
Napo "U"	10 376 – 10 418	03-08 1995	4	857	18.40	6	43	1 212

Fuente: (Suariaga & Sagnay, 2009)

Modificado por: Celi D. Euclides

Según reportes el sistema de producción empleado para el pozo Armadillo – 1 fue en la formación Napo en la arena "U" inferior donde se reportaron 473 BPP, con un BSW de 38 %, ayudado de un sistema de recuperación electro sumergible (PETROPRODUCCIÓN, 2004).

2.9. Determinación de contacto Agua – Petróleo

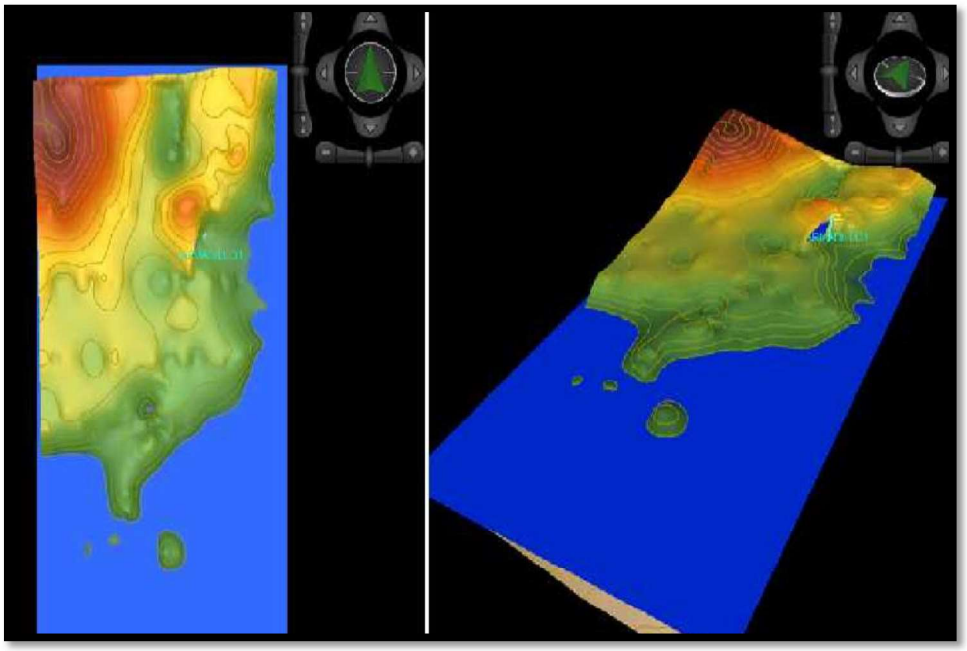

Figura. 10. Plano del contacto Agua-Aceite "Armadillo" (color azul) -9 340 SSTVD con la superficie al tope de la Unidad "U" Inferior.

Fuente: (PETROGUARD, 2016)

En el pozo Armadillo -1, la determinación de (CAP) se realizó mediante la interpretación de los registros eléctricos (Figura 10), y el análisis de los resultados de las pruebas de producción que se realizó en el pozo (Suriaga & Sagnay , 2009).

El contacto agua – petróleo no se define de una manera decisiva para la arenisca Basal Tena, ya que esta enmascarado por una lente impermeable de 2 pies de espesor, habiendo la posibilidad de que este ubicado a 9 421 pies (-8 345 pies), y la intrusión de agua que se realizó en la prueba de producción se debería a que la roca es humectada al agua (PETROPRODUCCIÓN, 2004).

2.10. Propuesta de Perforación para ARMB

Dentro de las negociaciones previstas entre Petroamazonas E.P. y Ecuaservoil S.A, para el año 2016, lo que se encontraba previsto dentro de la Fase I, en el campo Armadillo - B, que contemplando parte del contrato, estuvo previsto realizar la perforación de 4 pozos nuevos, 2 pozos de desarrollo y 2 pozos de Avanzada según se muestra en la tabla 9 (ECUASERVOIL, 2015).

Los pozos de desarrollaron según lo planificado, siendo los pozos de desarrollo, ARMB – 002 y el pozo ARMB – 003, mientras que los pozos de avanzada, cada uno de estos pozos se encuentran en 4 cellars que están a 5 metros de distancia entre ellas, en la plataforma Armadillo B, como se muestra en la figura 11 (ECUASERVOIL, 2015).

Tabla 9. Pozos propuestos Armadillo – B.

	POZO	Código POZO	Surface X PSAD56 17S	Surface Y PSAD56 17S
DESARROLLO	ARMADILLO 2	ARM - 002	294800	9897660
	ARMADILLO 3	ARM - 003	295120	9897120
AVANZADA	ARMADILLO 4	ARM - 004	294600	9896480
	ARMADILLO 5	ARM - 005	296000	9898800

Fuente: (ECUASERVOIL, 2015)

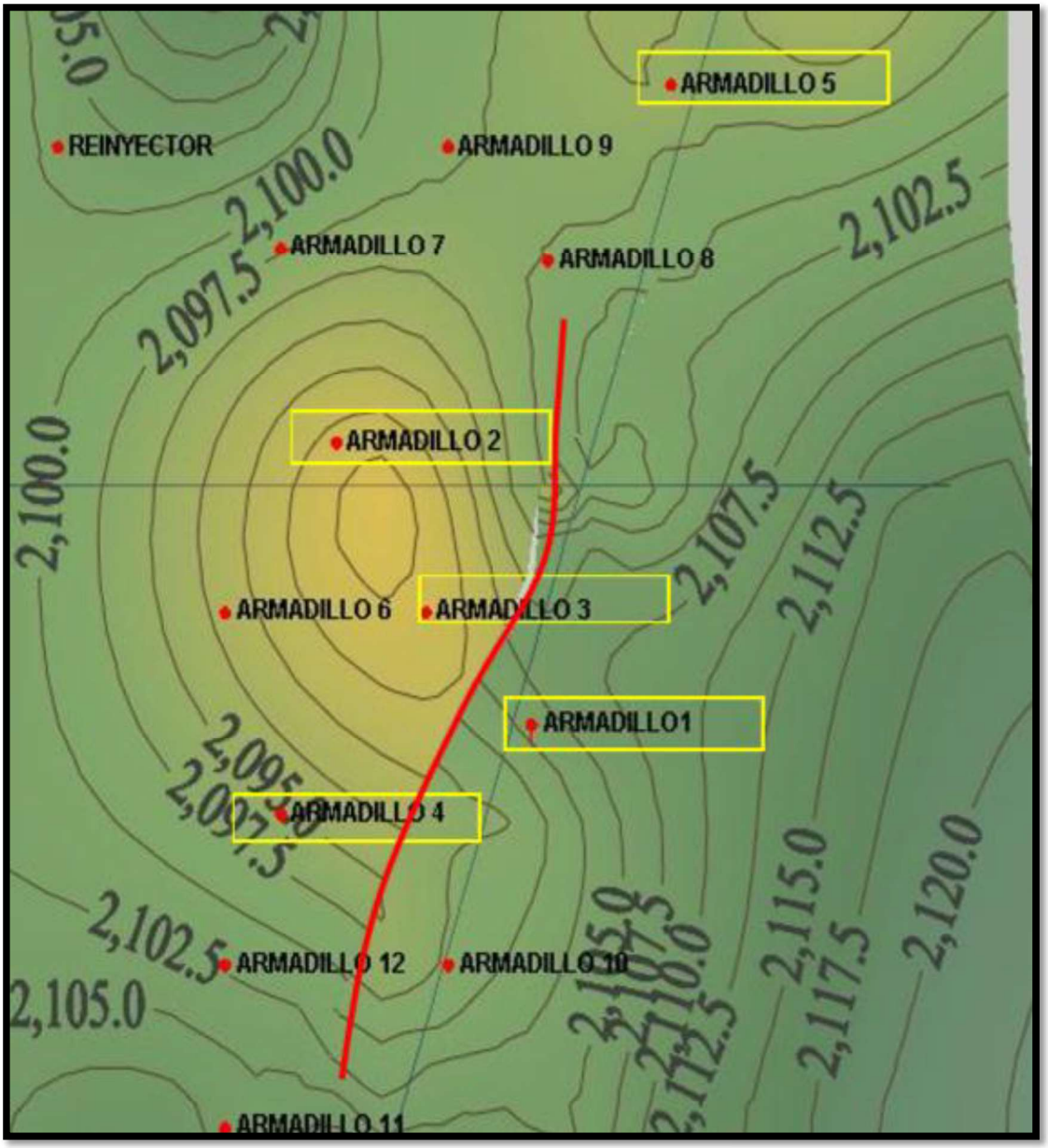

Figura. 11. Mapa de Ubicación Pozos ARM-002, ARM-003, ARM-004, ARM-005

Fuente: (ECUASERVOIL, 2015)

Según el análisis sismo estructural estratigráfico de las estructuras de interés se pudo identificar posibles productivas ya que presentaron características propias de zonas de pago para concluir como factible el proceso de perforación, en la figura 12 se muestra el corte sísmico RPS-PE95-287 (PETROGUARD, 2016).

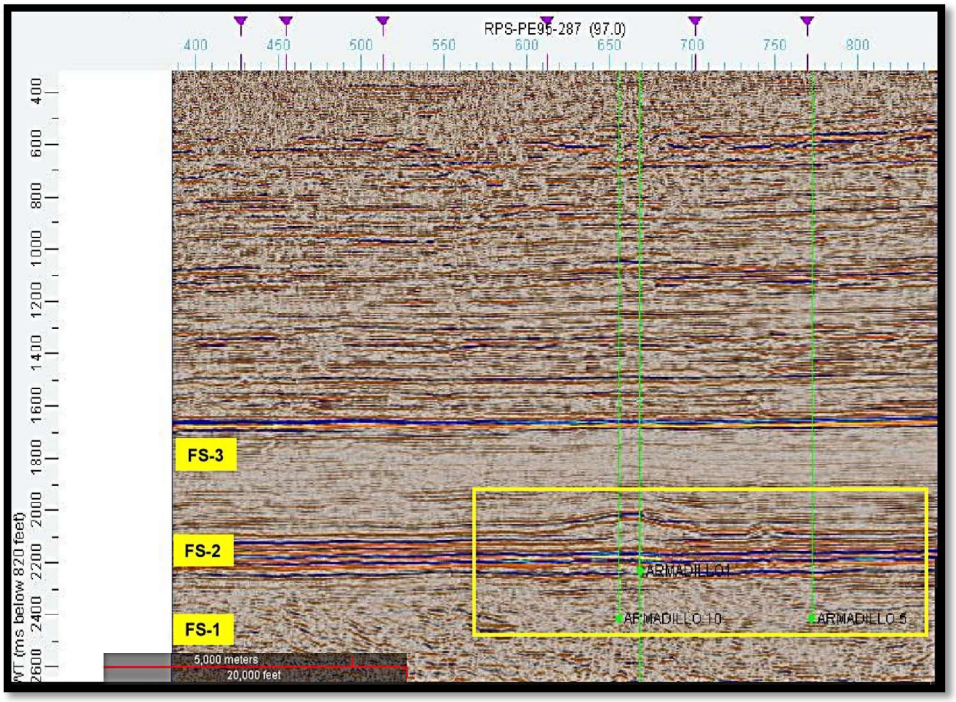

Figura. 12. Análisis Sismo Estructural – Estratigráfico.

Fuente: (ECUASERVOIL, 2015)

Se determinó un anticlinal asimétrico de 8 km de largo, con las siguientes características:

• 2 Km de ancho promedio.

• Dirección preferencial del eje principal NE-SW.

• Limitado por una falla al NE de dirección NE-SW.

• Tres facies sísmicas las cuales exhiben características bien definidas dentro de la estratigrafía secuencial.

FS-1: (pre-Cámbrico), constituye el basamento cristalino y metamórfico, en todas las líneas sísmicas muestra una respuesta difusa y caótica.

FS-2 (Cretácico) o zona de interés descansan discordantemente sobre los sedimentos precámbricos.

FS-3 muestra una depositación secuencial de reflectores discontinuos y baja señal sísmica, se atribuyen estos depósitos a las formaciones Napo superior y Tena respectivamente; además supra yaciendo a estos se encuentra un marcador claro de

continuidad lateral correspondiente a la Formación Tiyuyacu (TIY) (ECUASERVOIL, 2015).

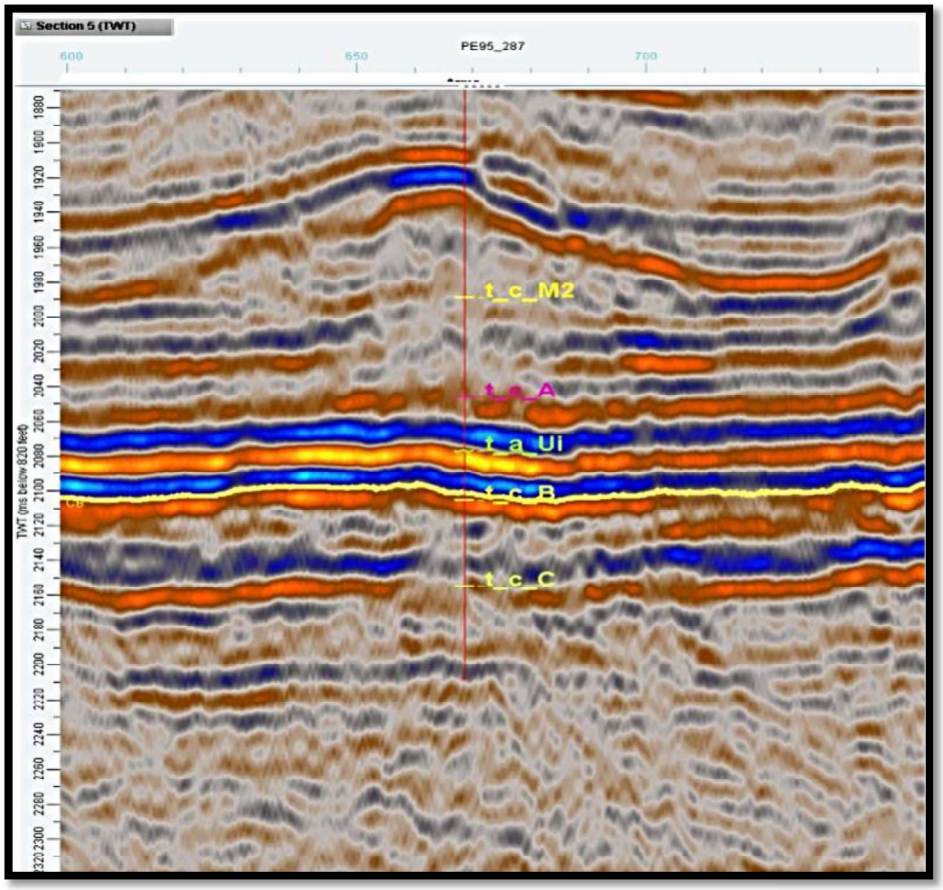

Figura. 13. Interpretación Sísmica Armadillo –B.

Fuente: (ECUASERVOIL, 2015)

Dentro de la zona de interés se determinaron reflectores sísmicos muy claros, como se muestra en la figura 13, de buena continuidad lateral y configuración paralela, que son característicos de secuencias carbonatadas y se los considera para la zona de estudios como buenos horizontes sísmicos marcadores, que representan a topes de las calizas (A, U, B, C) (ECUASERVOIL, 2015).

Ayudados de las correlaciones estratigráficas se agrupó a los pozos ARM – 001 a 1 187 metros de ARM – 002, y se agrupo al pozo ARM – 002 a 628 metros de ARM – 003, donde se pudo identificar para la arenisca Basal Tena una base de (8 350 pies), con un espesor total aproximado de 18 pies. También se pudo identificar para la arenisca “U” Inferior una base de 10 420 pies con un espesor total de 42 pies (ECUASERVOIL, 2015).

El Pozo Armadillo - 002 de acuerdo a sus atributos sísmicos presenta al NW de la estructura principal, tal como se muestra en la figura 14.

- A 1187m del Pozo ARM-001.
- Proyección de 200m a la línea sísmica PE95-2340.
- Basal Tena presenta continuidad lateral al este del campo, con un espesor promedio de 18'.
- Arenisca U inferior presenta un reflector continuo con potencial a lo largo de toda la línea sísmica (ECUASERVOIL, 2015).

El pozo Armadillo - 003 de acuerdo a los atributos sísmicos cuenta con una proyección de 500m a la línea PE95-287.

- Se localiza en el flaco NE de la estructura, de acuerdo a cambio de amplitudes la arenisca Basal Tena se encuentra afectada por un sill en donde existiría acuñamiento de las capas.
- ARM-003 corta cerca de 46´de arenisca U superior en las líneas, permitiendo el análisis del canal de marea (ECUASERVOIL, 2015).

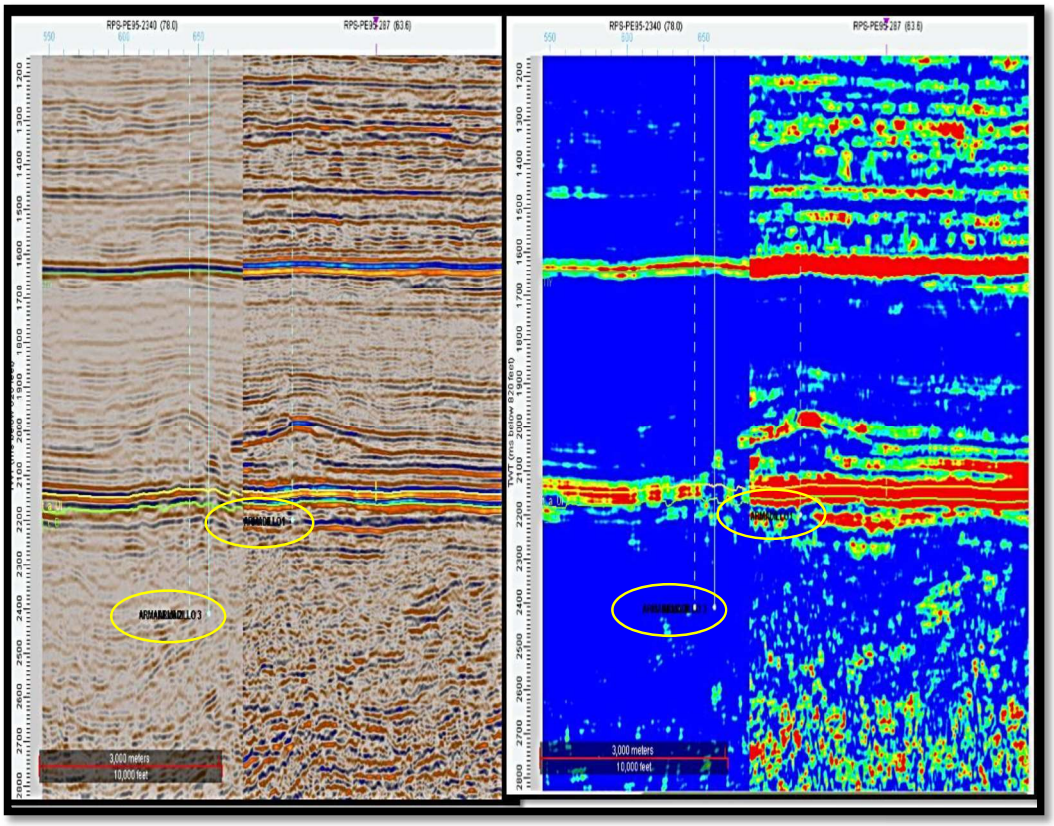

Figura. 14. Prospectos ARM – 002, ARM – 003.

Fuente: (ECUASERVOIL, 2015)

- Los yacimientos productores evaluados en el pozo ARM-001 presentan continuidad lateral con espesores de arena constante de 18' y 42'respectivamente.
- Para los prospectos se asume litología correlacionable al pozo ya perforado, ambientes de depositación correspondientes a canales, determinando zonas productoras similares añadiendo las areniscas T y Hollín para incrementar reservas.
- Los pozos se encuentran cerca de líneas sísmicas que permiten corroborar el alto estructural, reduciendo en riesgo de perforación (ECUASERVOIL, 2015).

2.10.1. Pozo Armadillo B – 002 (ARMB – 002)

El pozo ARMB 002 fue diseñado para ser perforado en el Bloque 55, Campo Armadillo, PAD B, la planificación contempla la perforación del pozo como Direccional en 4 secciones: 26", 16", 12-¼", 8-1/2" con 4 revestidores: Conductor de 20", superficial de 13-3/8", Intermedio de 9-5/8" y linner 7". El objetivo Principal Arenisca U inf. El tiempo estimado para las operaciones de perforación del pozo fueron de 30.5 días, según el plan de planificación (ECUASERVOIL - SDT, 2017).

Tabla 10. Información del Pozo ARMB – 002.

Nombre del Pozo:	**ARMADILLO B – 002**
Coordenadas de Superficie:	Zona UTM: 18S Norte: 9897.635.295 m Este: 249.793.923 m Latitud: S 0° 55' 37.27" Longitud: W 76° 50' 38.33"
Coordenadas del Objetivo:	Objetivo Principal: Arenisca Uinf Norte: 9897.274.71m Este: 294.661.47 m
Tipo de Pozo:	Direccional "S"
Taladro:	CCDC 69
Altura de la Mesa Rotaria:	37'
Nivel del Suelo:	962.89'
Profundidad Final:	11240' MD / 11065' TVD

Continuación Tabla 10

Desplazamiento:	1253.6
Inclinación Máxima:	19.80° / 203.58° @ 3800 MD
Inicio de Operaciones de Perforación:	23 de Abril de 2017 – 22H00
Fin de Operaciones de Perforación:	27 de Mayo de 2017 – 18H00

Fuente: (ECUASERVOIL - SDT, 2017)

Modificado por: Celi 2019

La prognosis geológica del campo ARMB – 002, se muestra en la figura 15, donde se muestra los topes estratigráficos anticipados que se perforó

TOPES ESTRATIGRÁFICOS ANTICIPADOS						
Well: ARMB-002	KB:1000 ft					
Marcador / Formación	Este	Norte	MD	TVD	TVDss	Comentarios
TOP ORTEGUAZA	294657	9897272	6393	6214	-5214	
TOP TIYUTACU	294657	9897272	7385	7206	-6206	*Reflector Sísmico
TOP UPPER CONGLOMERATE TIYUYACU	294657	9897272	7756	7577	-6577	
BASE UPPER CONGLOMERATE TIYUYACU	294657	9897272	7796	7616	-6616	
TOP MIDDLE CONGLOMERATE TIYUYACU	294657	9897272	8513	8333	-7333	
BASE MIDDLE CONGLOMERATE TIYUYACU	294657	9897272	8576	8397	-7397	
TOP LOWER CONGLOMERATE TIYUYACU	294657	9897272	8707	8528	-7528	
BASE LOWER CONGLOMERATE TIYUYACU	294657	9897272	8735	8555	-7555	
TOP TENA	294657	9897272	8899	8719	-7719	
TOP BASAL TENA	294657	9897272	9423	9244	-8244	Objetivo Secundario
BASE BASAL TENA	294657	9897272	9458	9279	-8279	
TOP VOLCANIC	294657	9897272	9513	9333	-8333	
BASE VOLCANIC	294657	9897272	10083	9904	-8904	
TOP M2 LIMESTONE	294657	9897272	10083	9904	-8904	
BASE M2 LIMESTONE	294657	9897272	10116	9937	-8937	
TOP A LIMESTONE	294657	9897272	10172	9993	-8993	*Reflector Sísmico
BASE A LIMESTONE	294657	9897272	10314	10135	-9135	
TOP UPPER U SANDSTONE	294657	9897272	10314	10135	-9135	
TOP LOWER U SANDSTONE	294657	9897272	10372	10192	-9192	Objetivo Principal
BASE LOWER U SANDSTONE	294657	9897272	10426	10247	-9247	
TOP B LIMESTONE	294657	9897272	10551	10372	-9372	*Reflector Sísmico
TOP UPPER T SANDSTONE	294657	9897272	10568	10388	-9388	
TOP MAIN T SANDSTONE	294657	9897272	10661	10482	-9482	Objetivo Secundario
BASE MAIN T SANDSTONE	294657	9897272	10723	10544	-9544	
TOP C LIMESTONE	294657	9897272	10856	10676	-9676	*Reflector Sísmico
TOP UPPER HOLLIN SANDSTONE	294657	9897272	10880	10700	-9700	
TOP MAIN HOLLIN SANDSTONE	294657	9897272	10918	10739	-9739	Objetivo Secundario
TOTAL DEPTH	294657	9897272	11203	11024	-10024	

Figura. 15. Topes estimados de Formaciones ARMB - 002

Fuente: (ECUASERVOIL - SDT, 2017)

2.10.2. Pozo Armadillo B – 003 (ARMB – 003)

El pozo ARMB-003 se diseñó como un pozo de desarrollo para ser perforado en el Bloque 55, Auca, plataforma B, el cellar ARMB - 003; con un desplazamiento horizontal de 2 640 pies, con coordenadas en superficie del cellar X = 294.834.30 m Y = 9.897.605.82 m. Es un pozo direccional tipo "S", construido en 4 secciones: 26", 16", 12 ¼" y 8 ½", con 4 revestidores: conductor de 20", superficial de 13 3/8", casing de producción de 9 5/8" y un linner de producción de 7". El objetivo principal fue la arenisca U inferior.

El 28 de mayo del 2017, se inició las operaciones para realizar el skidding del Rig CCDC 69, desde el cellar del pozo ARMB-002 hacia el cellar del pozo ARMB-003 en la plataforma Armadillo B (50 mtrs), terminando el 31 de mayo 01:00 hrs. El equipo de perforación CCDC 69 realizó pruebas dinámicas e inició operaciones de perforación en el pozo ARMB-002 el día 31 de mayo del 2017 a la 01:00 hrs. (ECUASERVOIL, 2017).

Tabla 11. Información General del Pozo. ARMB - 003

Empresa	*ECUASERVOIL S.A*
Contratista	ECUASERVOIL S.A
Equipo de Perforación	CCDC 69
Campo	*Armadillo*
Clasificación	*Productor*
Perfil del Pozo	*Direccional, Tipo "S"*
Máxima Desviación/Azimut plan	32.52° / 166° @ 2306.6 MD
Sección Vertical	2 640.2 pies
Profundidad Total (pies) MD/TVD	11620' MD / 10962' TVD
Plataforma	Armadillo B
Zona de Interés (Objetivo Principal)	Arenisca Uinf
Objetivos Secundarios	Basal Tena, T principal y Hollín Principal

Coordenadas de Superficie (UTM) **Continuación Tabla 11**	X = 294.834.30 m Y = 9.897.605.82 m
Coordenadas del Objetivo (UTM) – U Inferior	X = 295 023.58 m Y = 9 896 823.15 m
Elevación del Terreno sobre SNM (pies)	962.9’
RKB (pies)	*37 pies*
Fecha Inicio Perforación **Días Perforación (Estimado vs Real)**	*31 de Mayo del 2017 a las 01:00 hrs*

Fuente: (ECUASERVOIL, 2017).

Modificado por: Celi 2019

La prognosis geológica del campo ARMB – 003, se muestra en la figura 16, donde se muestra los topes estratigráficos anticipados que se perforó.

TOPES ESTRATIGRÁFICOS ANTICIPADOS						
Well: ARMB-003	KB:1000.05					
Surface	Este	Norte	MD	TVD	TVDss	Comentarios
TOP ORTEGUAZA	295027.94	9896829.2	6907	6240	-5240	
TOP TIYUYACU	295029.01	9896824.9	7881	7214	-6214	*Reflector Sísmico
TOP LOWER CONGLOMERATE TIYUYACU	295029.01	9896824.9	9105	8438	-7438	
BASE LOWER CONGLOMERATE TIYUYACU	295029.01	9896824.9	9255	8589	-7588	
TOP TENA	295029.01	9896824.9	9426	8759	-7759	
TOP BASAL TENA	295029.01	9896824.9	10015	9348	-8348	Objetivo Secundario
BASE BASAL TENA	295029.01	9896824.9	10046	9379	-8379	
TOP VOLCANIC	295029.01	9896824.9	10090	9423	-8423	
TOP M2 LIMESTONE	295029.01	9896824.9	10648	9981	-8981	
BASE VOLCANIC	295029.01	9896824.9	10648	9981	-8981	
BASE M2 LIMESTONE	295029.01	9896824.9	10683	10016	-9016	
TOP A LIMESTONE	295029.01	9896824.9	10707	10040	-9040	*Reflector Sísmico
BASE A LIMESTONE	295029.01	9896824.9	10878	10211	-9211	
TOP UPPER U SANDSTONE	295029.01	9896824.9	10878	10211	-9211	
TOP LOWER U SANDSTONE	295029.01	9896824.9	10971	10304	-9304	**Objetivo Principal**
BASE LOWER U SANDSTONE	295029.01	9896824.9	11016	10349	-9349	
TOP B LIMESTONE	295029.01	9896824.9	11122	10455	-9455	
TOP UPPER T SANDSTONE	295029.01	9896824.9	11130	10463	-9463	
TOP MAIN T SANDSTONE	295029.01	9896824.9	11222	10555	-9555	Objetivo Secundario
BASE MAIN T SANDSTONE	295029.01	9896824.9	11296	10629	-9629	
TOP C LIMESTONE	295029.01	9896824.9	11414	10747	-9747	*Reflector Sísmico
TOP UPPER HOLLIN SANDSTONE	295029.01	9896824.9	11433	10766	-9766	
TOP MAIN HOLLIN SANDSTONE	295029.01	9896824.9	11471	10804	-9804	Objetivo Secundario
TOTAL DEPTH	295029.01	9896824.9	11720	11054	-10054	

Figura. 16. Topes estimados de Formaciones ARMB – 003.

Fuente: (ECUASERVOIL, 2017).

2.11. Tiempos de Perforación

Durante muchos años, la industria de la perforación y la producción ha intentado reducir los costos y tiempos de perforación a través de mejoras en la tecnología. Algunas iniciativas se orientan a hacer más eficientes las operaciones de perforación, mientras que otras se concentran en la reducción del tiempo no productivo (NPT, por sus siglas en inglés). Como consecuencia de varios problemas de perforación diferentes, el NPT constituye cerca del 20% del tiempo de los equipos de perforación y puede ser mucho mayor en campos difíciles. Si bien las fallas en los equipos suelen ser un motivo importante, las principales causas de pérdida de tiempo en las operaciones de perforación de BP son las relacionadas con la formación, tales como tuberías atascadas y pérdidas de circulación (Rhodes, 2016).

Dentro de la planificación y diseño del programa de perforación se tiene consideración de un estimado promedio en el tiempo, necesario para el desarrollo y cumplimiento de las diferentes etapas y trabajos a realizarse en todo el proceso de perforación y producción, este estimado es directamente proporcional al costo necesario a presupuestar para el adecuado desarrollo del proyecto, Tabla 12.

En base al programa de perforación se establece el tiempo necesario para ejecutar todas las operaciones planeadas. El tiempo empleado para alcanzar el objetivo es uno de los factores que determina la rentabilidad del proyecto (Trujillo & Ayala, 2016).

Tabla 12. Tiempos de Perforación

Fase de Planificación o Post-Mortem	Es el proceso posterior de la ejecución de un proyecto, evalúa la construcción del pozo y analizar los tiempos reales, verificando que se hayan cumplido las metas, con base en el plan de desarrollo. (Avila, 2016).
Tiempos Reales de Perforación	Tiempo necesario total que se empleó para el completo desarrollo del proyecto tomando en cuenta el tiempo que se estimó para el cumplimiento del mismo versus el tiempo que se ocupó realmente para completar el desarrollo total del proyecto (Molina & Araujo, 2015).

Continuación Tabla 12

Tiempos Normales o Tiempos Productivos	**Tiempos Programados** Es el periodo de tiempo que, según la planificación del proyecto, forma parte del programa de desarrollo inicial, asociado con las actividades de perforación (Avila, 2016).
Es el tiempo efectivo o productivo de ejecución de operaciones de perforación; es decir sin considerar cualquier retraso como fallas de equipos, de planificación, decisiones técnicas entre otros (Morán, 2014).	**Tiempos No Programados** Es el periodo de tiempo, que no forma parte del programa de desarrollo inicial, asociado con las actividades de perforación, son los tiempos que salen de la planificación debido a factores técnicos, naturales o externos que afectaron la planificación (Avila, 2016).

Tiempos No Productivos (NPT)	**Tiempos por Problemas** periodo de tiempo donde las operaciones se ralentizan pierden su ritmo o dejan de funcionar dependiendo de los factores tales como fallas y reparaciones en equipos, herramientas de vital importancia para el desarrollo de la operación (Avila, 2016).
	Tiempos por Esperas Es el periodo de tiempo inactivo durante las actividades de perforación, ocasionado por problemas de logística, mal tiempo, espera de suministros, toma de decisiones, servicios de la compañía, entre otros (Avila, 2016).

Fuente: (Avila García , 2016)

Modificado por: Celi 2019

2.11.1. Tiempos No Productivos (NPT)

Se presentan como el periodo de tiempo inactivo debido a sucesos o actividades que retrasan el avance de la perforación, según lo contemplado en el programa de desarrollo. Inicia al detectarse el problema y termina al darle una solución, continuando así con las operaciones de perforación (Avila, 2016).

Hay algunas definiciones de tiempos no productos, de acuerdo a las empresas operadoras que se enfrentan a este tipo de hechos, los cuales disminuyen la rentabilidad del proyecto y pone en riesgo la viabilidad del mismo de acuerdo al plan diseñado y propuesto.

Todo proceso de operación tiene cierta planificación en tiempo, costos y viabilidad en su función, pero dependiendo la operación, es muy factible que se presenten problemas en las operaciones tales como el tiempo dedicado a la pesca, posibles pegas de tuberías, atrasos en el transporte de herramientas, factores naturales como el clima, posibles pérdidas de circulación y viajes no programados dentro y fuera del pozo, todas estas situaciones no planificadas alteran el tiempo y costos

presupuestados para generar acciones o trabajos sobre ciertos trabajos estimados a realizarse (Loaiza, Ayala, Henrry, & Ayala, 2018).

Se puede determinar que el tiempo productivo que se pierde por problemas en los cuales se influencia la sociedad o la comunidad aledaña al proyecto, puede estar enmarcado dentro de la definición de tiempos de espera o paralización por factores externos a los técnicos.

2.12. Problemas Comunes Durante la Perforación

Durante el proceso de perforación se puede presentar una cantidad considerables de inconvenientes técnicos que posiblemente puedan afectar con la estructura de planificación del transcurso del proyecto, estadísticamente existe mayor probabilidad de incidentes o problemas en algunas estructuras propias del desarrollo del proyecto, que depende de factores externos de la relación entre la naturaleza del pozo y la simbiosis que ocurre con los procesos mecánicos y químicos, que se utiliza para, controlar y perforar al pozo. Además, existen factores determinantes en la logística y desarrollo del mismo que también pueden ser decisivos dentro del correcto desenvolvimiento del pozo.

Todos estos problemas presentados durante la ejecución de las actividades de perforación son con que hay que enfrentarse para detectarlos oportunamente y así poder resolverlos oportunamente, para lograr disminuir al máximo los posibles NPT en el desarrollo del proyecto. (Avila, 2016)

2.12.1. Inestabilidad del Agujero en la Perforación

Se aplica al cuerpo que es incapaz de mantener o recuperar su equilibrio. Se aplica al fenómeno que sufre continuas o frecuentes alteraciones de sus condiciones y características (Lazcano, 2018).

También se define como la inestabilidad de la perforación, presentándose como la condición indeseable de un intervalo de pozo abierto que no mantiene su tamaño de calibre o la forma y sobretodo la integridad estructural. Se ha podido agrupar en categorías por fallas mecánicas causadas por tensiones in-situ, también se puede categorizar por la erosión causada por la circulación de fluidos y químicos causados por la interacción del fluido de perforación con la litología de la formación (Cortés, 2014).

Principalmente se han asociado cuatro tipos de inestabilidad del agujero en el pozo los cuales se detallan como:

2.12.1.1. Cierre o Estrechamiento del Agujero

Principalmente se da por la hidratación de las formaciones por causa de hinchamiento en la formación, principalmente esto se da en las lutitas o arcillas presentes en la estructura del pozo, uno de los factores principales para la hidratación es el fallo del (mud cake) en la Reologia del fluido de control utilizado.

El cierre del agujero es un proceso dependiente del tiempo de estrechamiento y de la inestabilidad del pozo, se asociación problemas con este fenómeno los cuales se presentan como, aumento en el torque y arrastre, incremento en el potencial de adherencia del tubo, y en el aumento en la dificultad de las cubiertas de aterrizaje (Cortés, 2014).

2.12.1.2. Ampliación del Agujero o Derrumbes Internos

Dentro del argot de la industria son llamados deslaves del pozo, debido a que el agujero se vuelve más grande a lo planificado y desarrollado, en la mayoría de los casos se produce por la erosión hidráulica, abrasión mecánica que es causada por las herramientas de perforación, y también es causada por desprendimiento de pizarra o esquisto. Los problemas que causa la ampliación del agujero se presentan como, un incremento en el potencial de desviación del agujero, también como un aumento en los requerimientos hidráulicos para la limpieza efectiva del agujero y por último se presenta como un aumento en los problemas que pueden surgir durante las operaciones de tala (Cortés, 2014).

2.12.1.3. Sobrepresión o Fracturamiento de la Formación

Ocurre cuando la presión del fluido de perforación de pozos supera la presión de la formación provocándose la fractura, uno de los principales indicativos de este problema asociado es la pérdida de circulación y descenso en el nivel de fluido de perforación en los tanques (Cortés, 2014).

2.12.1.4. Colapso o Pérdida del Pozo

El colapso de la estructura del hueco perforado, se produce cuando la presión del fluido de perforación es demasiado baja como para mantener la integridad estructural del agujero perforado, los problemas asociados al colapso del agujero son, adherencia del tubo y la posible pérdida del pozo (Cortés, 2014).

2.12.2. Pérdida de Circulación

La reducción o la ausencia total del flujo de fluidos por el espacio anular cuando se bombea fluido a través de la sarta de perforación. Si bien las definiciones de los diferentes operadores varían, esta reducción del flujo puede clasificarse generalmente como filtración (menos de 20 bbl/hr [3 m3/hr]), pérdida de circulación parcial (más de 20 bbl/hr [3 m3/hr] pero aún con ciertos retornos), y pérdida de circulación total (cuando no sale fluido del espacio anular). En este último caso severo, puede suceder que el pozo no permanezca lleno de fluido, aunque se cierren las bombas. Si el pozo no permanece lleno de fluido, la altura vertical de la columna de fluido se reduce y la presión ejercida sobre las formaciones abiertas se reduce. Esto a su vez puede hacer que otra zona fluya hacia el pozo, en tanto que la zona de pérdida toma lodo, o incluso puede producir una pérdida catastrófica de control del pozo. Hasta con las dos formas menos severas, la pérdida de fluido en la formación representa una pérdida financiera que debe abordarse y cuyo impacto se relaciona directamente con el costo por barril del fluido de perforación y la tasa de pérdida con el tiempo (Schlumberger, 2019).

Existen posibles formaciones que son propensas a generar pérdida de circulación, las cuales pueden ser formaciones superficiales de gran porosidad y permeabilidad, usualmente pueden ser arenas y gravas consolidadas, también se puede presentar en formaciones naturalmente fracturadas, que pueden ser cavidades de disolución y cavernosas. Estas pérdidas de circulación en la perforación se detectan con la disminución de los volúmenes del fluido de perforación en los tanques, disminución en gastos de flujo y en la presión de la bomba, también se presenta un aumento en el peso de la sarta y cuando el agujero no mantiene un nivel estático al parar la bomba (Avila, 2016).

2.12.3. Brote o Surgencia

Se puede definir como una condición existente cuando la presión de formación excede la presión hidrostática ejercida por el lodo, permitiendo que el fluido de formación salga del pozo, resultado una surgencia. Como resultado de recuperar el control del pozo, se puede incluir el tiempo operativo perdido, operaciones de Riesgo con gas y petróleo a alta presión y la posible pérdida de equipo (Desde Pegamiento de la tubería, Hasta la pérdida del equipo completó) Como una

surgencia, puede ocurrir en cualquier momento, debemos de tener el conocimiento de reconocer, identificarla y reaccionar, todos los indicadores. Estos nos permiten saber tanto si las condiciones para surgencia existen o si el pozo puede estar ya en proceso de una (Hermandez, 2017).

Normalmente se ha identificado dos tipos de surgencia los cuales han sido clasificados como intencionales y no intencionales, las cuales se explican cómo acciones causadas y ocurridas durante la operación.

Los brotes intencionales son producto de una acción provocada como: de una prueba de formación, de una prueba de producción, re disparo de un intervalo, y las operaciones de perforación bajo balance. Mientras que las no intencionales son cuando la presión de formación excede a la presión hidrostática ejercida por el lodo y ocurre un brote, originado por: Densidad insuficiente del lodo; Llenado insuficiente durante los viajes; Sondeo del pozo al sacar tubería demasiado rápido; Pistoneo del pozo al meter tubería demasiado rápido; Pérdidas de circulación; Contaminación del lodo con gas (lodo cortado por gas) (Well Cap, 2013).

2.12.4. Pega de Tubería

La pega de la tubería de perforación no es más que la limitación o impedimento del movimiento de la sarta de perforación. Los dos tipos principales de pega de tubería son: por atascamiento mecánico y por presión diferencial. La causada por atacamiento mecánico puede ser por presencia de detritos en el pozo, anomalías de su geometría, cemento y acumulación de recortes en el espacio anular. Por otro lado, la pega diferencial se produce generalmente cuando se ejercen fuerzas de alto contacto causadas por las bajas presiones del reservorio, las altas presiones del pozo, o ambas presiones en un área suficientemente grande de la sarta de perforación. Para la mayoría de las organizaciones de perforación, la pega diferencial es el mayor problema de perforación en el mundo en términos de tiempos y costos financieros (Madrid, 2016).

Dependiendo de la clasificación sobre la pega de tubería, las causas en general están bajo tres mecanismos principales, los cuales se conocen como empaquetamiento (Pack-off) o puenteo (bridge), pega por presión diferencial y la última causa puede ser debido a la geometría del pozo (Avila, 2016).

2.12.5. Pesca

Se refiere al conjunto de procedimientos que tienen por finalidad la recuperación de los objetos extraños que se quedaron dentro del pozo durante los trabajos de perforación, pulling o trabajos de workover. En la industria petrolera, pescar se refiere a la aplicación de herramientas, equipos y tecnología para la remoción de desperdicios o cosas indeseables en un pozo. Un pescado es cualquier objeto que es dejado en un pozo, podría ser un pedazo de metal, una herramienta de uso manual, una sección de la tubería, una herramienta de medición o cualquier otro dispositivo. Una vez que el objeto se ha quedado en el hueco se le denomina pescado. Las principales causas están asociadas a la ruptura de la tubería de producción, arenamiento o acumulación de los residuos de formación y falla de accesorios y herramientas de completación (Petroblogger, 2010).

2.12.6. ROP Bajo

La tasa de penetración (ROP) en la industria del petróleo se define como la velocidad a la cual la sarta o broca del equipo perfora la roca subyacente para profundizar al pozo en busca del yacimiento estimado. Perforar un pozo de petróleo depende del tiempo de renta de los equipos usados en la operación y cualquier propuesta metodológica que optimice tiempos de operación sin comprometer la seguridad del personal, la vida útil de la broca, la estabilidad del pozo o la trayectoria al objetivo tendrá un efecto positivo en la disminución de los costos de operación. La velocidad de perforación es uno de los principales factores que tienen una influencia sobre las características de coste-rendimiento de la perforación (Hernandez & Lemus, 2015).

2.12.7. Reentrada

El abandono de pozos o secciones de pozos en una operación de perforación, se da por muchos factores y causas de origen natural como invasión de agua salada, formaciones productoras o fallas geográficas que hacen o harían inviable, pero también se puede dar por causas mecánicas o de operaciones como pérdidas de equipos o atascamientos de tuberías, cementaciones primarias defectuosas etc.

Es por esto que se realizan trabajos para la recuperación del pozo por lo que la reentrada es la perforación de un segundo pozo desde un agujero ya existente.

Esta desviación en la trayectoria del pozo puede ser intencional o accidentalmente. Una desviación intencional es realizada para explorar un rasgo geológico cercano o para pasar por alto una sección inservible del pozo original. La sección inservible puede ser debido a la existencia de pescas irrecuperables, detritos en el pozo, o en su defecto un pozo colapsado (Avila, 2016).

2.12.8. Problemas en la Cementación

La cementación primaria es la técnica utilizada para colocar lechadas de cemento en el espacio anular entre el revestidor y las paredes del pozo. El cemento, entonces se endurece y forma un sello hidráulico en el pozo, evitando problemas operacionales como migración de fluidos de la formación en dirección del espacio anular hacia yacimientos de menor presión o hacia la superficie. Realmente la problemática en cementación de pozos abarca una investigación holística debido a que se tratan de muchos factores que deben ser estudiados tales como: el tipo de litología de la formación, el diámetro y estabilidad del pozo, el tipo de centralizador, lechada y bajo qué condiciones se debe bombear, en sí, todos ellos deben ir orquestados con el fin de que se cumpla el objetivo principal que es aislar una zona de interés, bien sea porque se tiene acuíferos someros o arenas productoras de un mismo yacimiento que presentan zonas ladronas o de presiones anormales. Las formaciones con presiones anormales (presiones del fluido anormalmente altas) complican severamente las operaciones cuando son atravesadas durante la perforación y en muchas de ellas ocurren problemas de migración de fluidos. Es por ello que cada operación debe ir planificada con las múltiples disciplinas con la finalidad de reducir la incertidumbre durante la construcción del pozo, puesto que solamente se tiene una oportunidad para hacer este procedimiento correctamente (Gonzales, 2008).

La perforación inadecuada del agujero, la mala condición del lodo, la pérdida de circulación, las altas temperaturas, la presión anormal o sub-normal, son otras condiciones que pueden afectar a la cementación. Se recomienda observar los datos de la tasa de bombeo, la tasa de retorno, las presiones y densidades de superficie, ya que nos brindan información importante para prevenir problemas en la cementación (Avila, 2016).

2.12.9. Fallas en el Equipo Superficial

Las fallas en el equipo en las condiciones en la superficie, como herramientas de las cuales se depende su funcionamiento para un correcto desarrollo del proyecto. Entre las herramientas en superficie que mayormente presenta fallas son las bombas de lodo, que probablemente presentan, desgaste por arenillas o arcillas, corrosión por efectos ambientales y químicos, y un descenso apreciable en la eficiencia de la bomba. Otra herramienta son los BHA los cuales presentan normalmente agrietamiento por sulfuro, fallas en la soldadura y descenso en la tensión y el torque. La tubería de perforación presenta corrosión y fatiga normal por el desgasto. Y como último el Top Drive esta herramienta de superficie presenta daños en el motor eléctrico y en el motor hidráulico, los cuales se presentan como fallas catastróficas para todo el sistema (Avila, 2016).

2.12.10. Fallas en el Equipo de Fondo

Los equipos de fondo como el MWD / LWD, los equipos de registros y la barrena tricónica, todas estas herramientas de fondo presentan normalmente fallas características por ejemplo el MWD/LWD presenta fallas en las válvulas y en el programa interno. Los equipos de registros presentan fallas en las baterías en sus cables y en el sistema eléctrico y el equipo de Barrena tricónica usualmente presenta pérdida en los conos (Avila, 2016).

2.12.11. Problemas Socio Comunitarios

Debido a la naturaleza propia donde se encuentran los sectores de exploración y explotación petrolera, es común y frecuente que exista roses y conflictos entre comunidades aledañas que directa e indirectamente se relacionan o se topan con las actividades petroleras, estos acercamientos han llegado a tener un gran roce de relevancia en materia de seguridad, tanto para el proyecto como para la seguridad e integridad del desarrollo del proyecto.

En nuestra amazonia se han documentado algunos casos de incursión violenta entre pueblos y moradores autóctonos del sector con trabajadores de la industria de exploración o perforación del petróleo, lo cual se presenta como potenciales problemas que pueden afectar e incurrir con problemas en el desarrollo del proyecto.

2.13. Costos de Operación en la Perforación

Cuando se habla de costos en las operaciones de perforación petrolera, en el desarrollo de toda la planificación del proyecto hay que tener en cuenta las diferencia entre los conceptos de gasto, costo, precios, cotización, utilidad, presupuesto y riesgo.

2.13.1. Costo

Es el flujo de efectivo de la empresa más los gastos contables: depreciación de los equipos y los gastos, en favor de la empresa perforadora tales como servicio médico, telecomunicaciones, transportes, combustibles, lubricantes, entre otras (Limberg, 2013).

2.13.2. Precio

Es el monto del producto del servicio proporcionado por la empresa perforadora. Se establece de acuerdo con el comportamiento del mercado y debe cumplir con las expectativas tanto de la empresa perforadora como las del cliente. Los precios unitarios, Son aquéllos que conoce el cliente y deben contener los conceptos de costos, riesgos y utilidad (Peiró & Sevilla , 2019).

2.13.3. Utilidad

Es la satisfacción que se deriva del consumo de alguna cantidad de un bien. Dentro de la industria del petróleo, se podría definir como la diferencia entre el costo de la empresa y el precio establecido al cliente, siendo manejado en cantidades absolutas o en porcentajes (Ecofinanzas, 2019).

2.13.4. Presupuesto

Son los gastos de la empresa perforadora en cuanto a las necesidades propias y a los servicios prestados al cliente. Estos pueden ser proyectos de inversión, ordenados y calendarizados de acuerdo con los lineamientos emitidos por la misma empresa perforadora, y las dependencias gubernamentales de control y

planificación. la definición general dice que un presupuesto es un plan operaciones y recursos de una empresa, que se formula para lograr en un cierto periodo los objetivos propuestos y se expresa en términos monetarios. En otras palabras, hacer un presupuesto es simplemente sentarse a planear lo que quieres hacer en el futuro y expresarlo en dinero (Emprendepyme, 2019).

2.13.5. Riesgo

Se define como el costo de uno o varios eventos no programados que actúan en contra de los intereses de la empresa perforadora. Éstos pueden ser desde déficits de tiempo hasta siniestros de gran magnitud con pérdidas humanas. Si los riesgos son del conocimiento de la empresa perforadora de acuerdo con las características de la intervención que se va a ejecutar, deberán ser calculados y considerados tanto en la cotización como en los programas operativos; sin embargo, existen riesgos in- ternos imponderables que afectan los resultados de la empresa. Por esta razón, deberán calcularse e incluirse en el programa operativo y en el costo (Limberg Tola, 2013).

Normalmente los costos generados durante las operaciones de perforación son costos planificados y costos reales (Morán, 2014).

2.13.6. Costos Planificados

Son aquellos costos que se han planeado de acuerdo a las actividades programadas de operaciones de perforación (Morán, 2014).

2.13.7. Costos Reales o Ejecutados

Son aquellos costos reales totales que se han empleado en las operaciones de perforación del pozo. Entre los factores principales que determinan los costos de perforación se mencionan, el alquiler del taladro de perforación, servicios de: direccional, lodos, control de sólidos, cementación, tubería de revestimiento, equipos y herramientas, brocas, trasporte, servicio de catering y los otros costos

que pueden presentarse como imprevistos tales como pesca o sidetrack (Morán, 2014).

Según la información estadística sobre los costos de perforación en nuestro país, en la mayoría de los casos los costos reales superan a los costos planificados en un rango de un 20 %, teniendo en cuenta que esto depende de un gran número de factores determinantes durante el desarrollo del proyecto de exploración y perforación del mismo.

2.14. Lecciones Aprendidas

Son aquellos conocimientos que se adquieren a través de experiencias, exitosas o no exitosas, durante las operaciones de perforación, con el fin de corregir errores pasados y repetir actividades positivas que se enfrentarán en el futuro. Las lecciones aprendidas se derivan de acuerdo a si las experiencias fueron exitosas o no. Cuando las experiencias son positivas ayudan a mantener o alcanzar la eficiencia en el proceso de perforación del pozo, reduciendo el tiempo de ejecución y costos. Sin embargo, cuando son negativas ocasionan problemas como la pérdida de tiempo y dinero (Morán, 2014).

2.14.1. Importancia de las Lecciones Aprendidas

Es importante tener una práctica constante y bien estructurada de lecciones aprendidas de las operaciones de perforación debido a que permitirá repetir resultados deseados que fomenten el éxito, y evitar aquellos errores que incentiven el fracaso. La generación de una base de conocimiento sobre las experiencias pasadas para evitar repetir los errores cometidos y asegurar que las buenas prácticas o casos de éxito vuelvan a suceder, se ha identificado como una de las prácticas más importantes. Sin embargo, suele relegarse a un segundo plano y no se realizan ejercicios de lecciones aprendidas, o lo que es peor, en caso de realizarse no se analizan y reaprovechan posteriormente (y quedan en papel mojado) (Angostos, 2017).

Los entornos organizativos son hoy día cada vez más exigentes, y no pueden permitirse cometer los mismos errores una y otra vez. La organización puede ahorrar dinero sin reinventar la rueda cada vez que comienza un nuevo proyecto. Por ello se deben hacer procedimientos estandarizados para recopilar, analizar,

guardar y disponer en el momento clave de las lecciones aprendidas. A la luz de los hechos, somos capaces de determinar que la gestión de las lecciones aprendidas proporciona un gran valor (en ocasiones difícil de cuantificar) relacionada con el aumento del nivel de conocimiento sobre cómo hacemos las cosas, reducción del nivel de riesgo del proyecto, eficiencia y ahorro económico, entre otros (Angostos, 2017).

2.14.2. Ventaja de las Lecciones Aprendidas

Es de vital importancia sobre todo para futuros proyectos, prácticamente aprendiendo de los errores cometidos para mejorar la eficiencia de los proyectos por lo que presentamos los siguientes puntos.

- Ayuda a reducir los costos de operación ya que, frente a un problema suscitado durante la perforación, ofrece información de apoyo para una mejor toma de decisiones, reduce la incertidumbre y mejora el tiempo de respuesta.
- Sirve como una valiosa herramienta de uso y apoyo para otros líderes de proyectos dentro de la organización que han sido asignados a proyectos similares.
- Mejora la planeación de proyectos futuros, evita cometer errores anteriores y por lo tanto disminuye los riesgos.
- Ayuda a detectar oportunidades de mejora y capacitar futuros gerentes y miembros de equipos de proyecto con base en ellas.
- Coadyuva a desarrollar nuevos y mejores procedimientos de trabajo (Morán, 2014).

3. METODOLOGÍA

El presente trabajo es un estudio de caso de los tiempos no productivos en al campo Armadillo B en los pozos 2 y 3, el cual utilizó una metodología analítica con enfoque cuantitativo, al momento de estudiar económica y técnicamente los procedimientos reales que se implementó en el trascurso de la campaña de perforación.

La técnica de recolección de información relevante se obtiene al realizar el análisis documental de los reportes “Daily Operations Report” y “Operation Summary Report”, de la perforación del campo.

Los fundamentos teóricos citados en el capítulo anterior y en los Anexos 7 y 8, servirán de base para:

- Entender la naturaleza e historia del pozo, para poder deducir los parámetros en los cuales se basó el diseño de perforación de los pozos en cuestión.
- Describir la naturaleza de la perforación que se presenta en los anexos 7 y 8, los cuales sirven de punto de partida para realizar el análisis de cada uno de los tiempos que se necesitó en la perforación de estos pozos.

Se realiza un análisis técnico comparativo en referencia a los datos, plazos y procedimientos diseñados y planificados en la perforación, frente a los procedimientos reales que se presentaron en el proceso de perforación de los pozos ARMB – 002 y ARMB – 003, traduciéndolos en costos de operación y tiempos no productivos.

3.1. Procedimientos empleados para el análisis de la información

- Recopilación de los datos de los reportes “Daily Operations Reports” y “Operation Summary Report”.
- Plantear en una matriz los trabajos realizados, dividiéndolos por tipo de trabajo, horas de trabajo y trabajos productivos o no productivos, tal como se muestra en los ANEXOS 1, 2, 3 y 4
- Identificar los trabajos que se presentan como tiempos no productivos según se muestra en los ANEXOS 2 y 4.
- Presentar los tiempos no productivos dependiendo la sección de perforación y de la naturaleza de NPT que se presenta.
- Plantear en una matriz el costo de los diferentes trabajos realizados por día en la perforación de cada uno de los pozos.
- Identificar los costos reales de cada sección de perforación y el costo total.
- Presentar un balance entre el costo de la perforación versus el tiempo empleado para tener el valor referencial de la perforación
- Determinar el tiempo real de perforación de cada sección versus el costo real de cada sección, logra obtener los costos reales de perforación por sección.
- Identificar los tiempos no productivos versus el costo real de la perforación.

- Plantear gráficas que determinen el comportamiento de la perforación de cada pozo comparando la profundidad versus los días de perforación.
- Comparar el comportamiento real de la gráfica profundidad versus tiempo de perforación, con el comportamiento de la planificación y con el comportamiento de una perforación limpia.
- Establecer un procedimiento óptimo de perforación para el caso de perforaciones que presenten volcánico en su estratigrafía.
- Describir las lecciones aprendidas sobre la perforación de las secciones de cada pozo.
- Presentar recomendaciones sobre las lecciones aprendidas de las secciones de cada pozo, sobre la perforación de los pozos.
- Realizar conclusiones y recomendaciones sobre el análisis técnico económicos de los NPT de estos pozos.

4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. Resultados

De acuerdo a los resultados obtenidos mediante el análisis de los reportes y la construcción de las matrices que se presentan en los ANEXOS 1, 2, 3 y 4 de

tiempos de perforación y de los ANEXOS 5 y 6 de los costos de perforación, se realiza el siguiente análisis de resultados

4.1.1. Análisis de los Tiempos No Productivos

4.1.1.1. Tiempos No Productivos ARMB – 002.

Para la perforación de este pozo de la sección 2 en el campo Armadillo B, en un inicio se calculó según lo planificado que se necesitaría 30.64 días, con una fecha estimada de perforación del 23 de abril del 2017, hasta el 24 de mayo del 2017, pero por cuestiones de tiempo y de coordinación con el taladro la perforación se realizó desde el 23 de abril del 2017 hasta el 27 de mayo del 2017, con lo cual se utilizó 33.83 días.

Las gráficas presentadas a continuación, se obtuvieron de la recolección de datos en la matriz, que analizó cada uno de los tiempos de acuerdo, al tipo de trabajo, a las horas empleadas en el trabajo y si representaban tiempo productivo o no productivo como se lo muestra en el ANEXO 1 para tiempos productivos y ANEXO 2 para tiempos no productivos.

En la figura 17 se procedió a graficar las curvas de profundidad versus tiempo de perforación (en días), de tres maneras presentadas.

- Línea Roja, representa la curva de profundidad versus tiempo de perforación, que se planificó y se tenía diseñado en el plan de perforación, lo cual se tomó como base de los reportes de perforación de Armadillo A perforado en 1994 y relaciones de pozos aledaños a la formación.
- Línea Azul, representa la curva de profundidad versus tiempo de perforación real del pozo ARMB – 002, en el cual podemos observar la diferencia en cuanto al comportamiento esperado por la empresa perforadora.
- Línea Celeste, representa el comportamiento ideal que el pozo podría tener, si el trabajo de perforación fuera limpio y no hubiera representado ningún tiempo no productivo

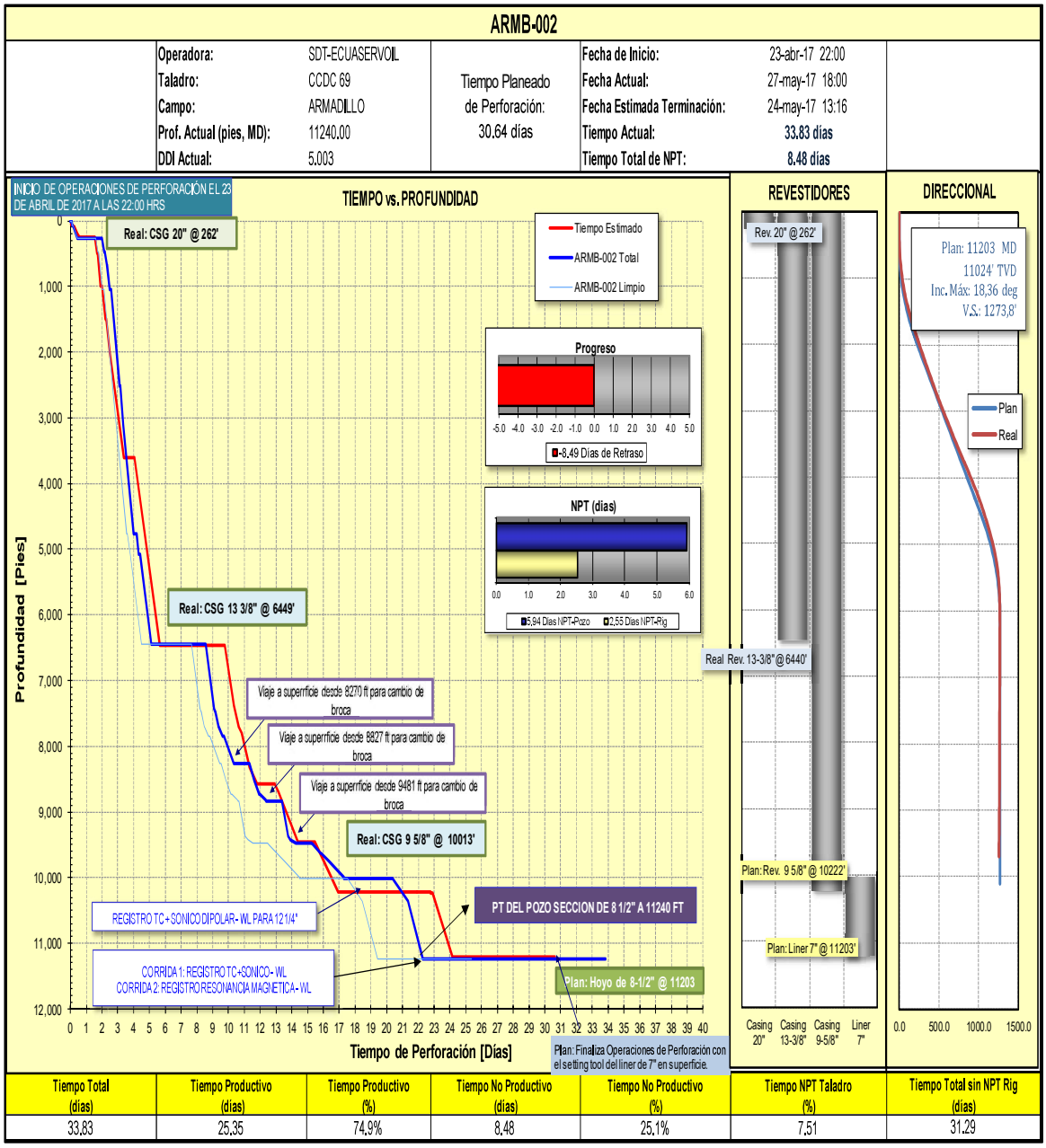

Figura. 17. Tiempos versus profundidad ARMB-002.

Fuente: (ECUASERVOIL - SDT, 2017)

Elaborado por: Celi 2019

También se representa el comportamiento optado por el pozo en los casos planificados, reales e ideales, los cuales están representados con líneas roja, azul y celeste respectivamente, donde se puede observar la diferencia en el comportamiento en la perforación del pozo en los diferentes casos y

observando que si se lograra una perforación limpia el pozo se realizaría en 25.35 días

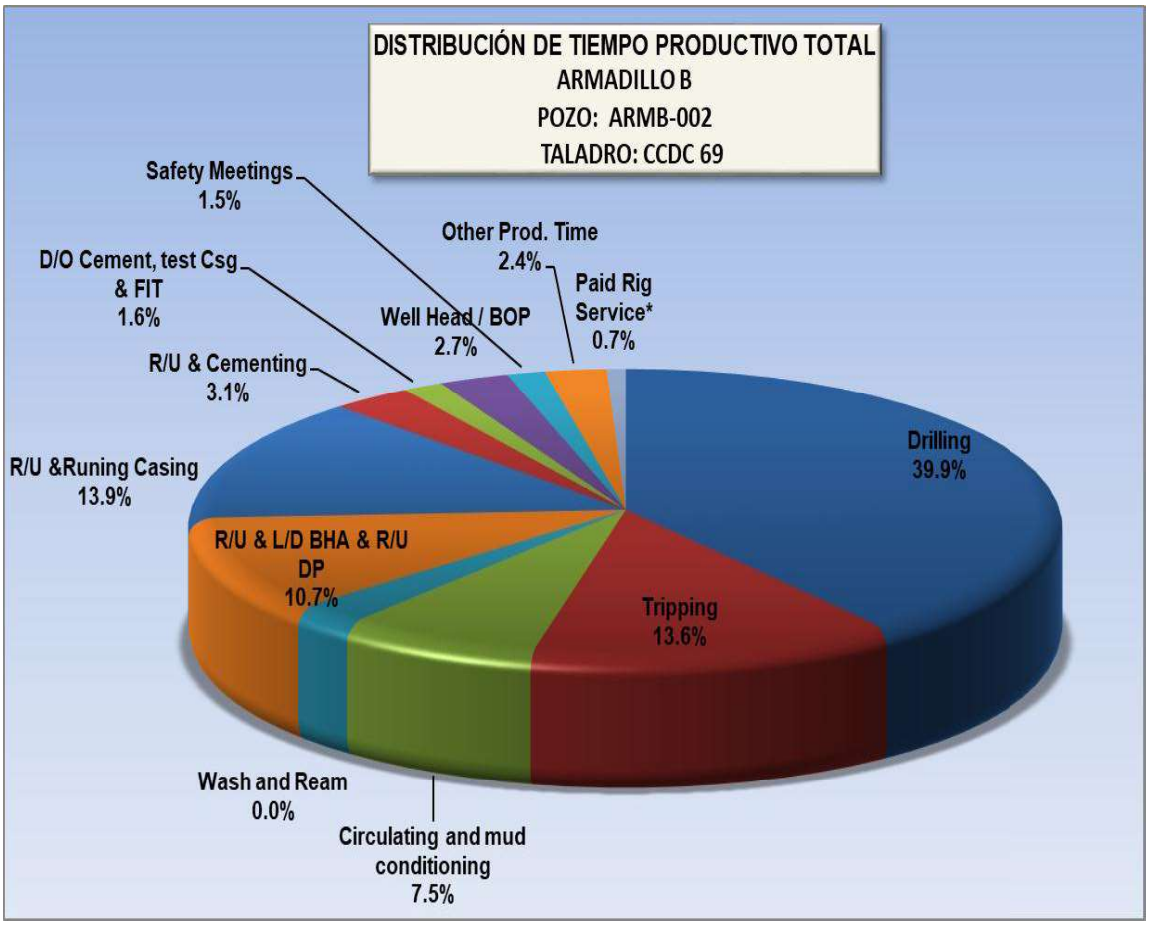

Figura. 18. Distribución Tiempo Productivo Total ARMB-002.

Fuente: (ECUASERVOIL - SDT, 2017)

Elaborado por: Celi 2019

En la figura 18 se grafica la distribución de tiempo productivo total del pozo ARMB – 002, el cual se obtuvo de la síntesis por trabajos que se realizó en la matriz de trabajo, donde se muestra la suma de tiempos de los diferentes trabajos que corresponden a tiempos productivos durante la perforación, ANEXO 1.

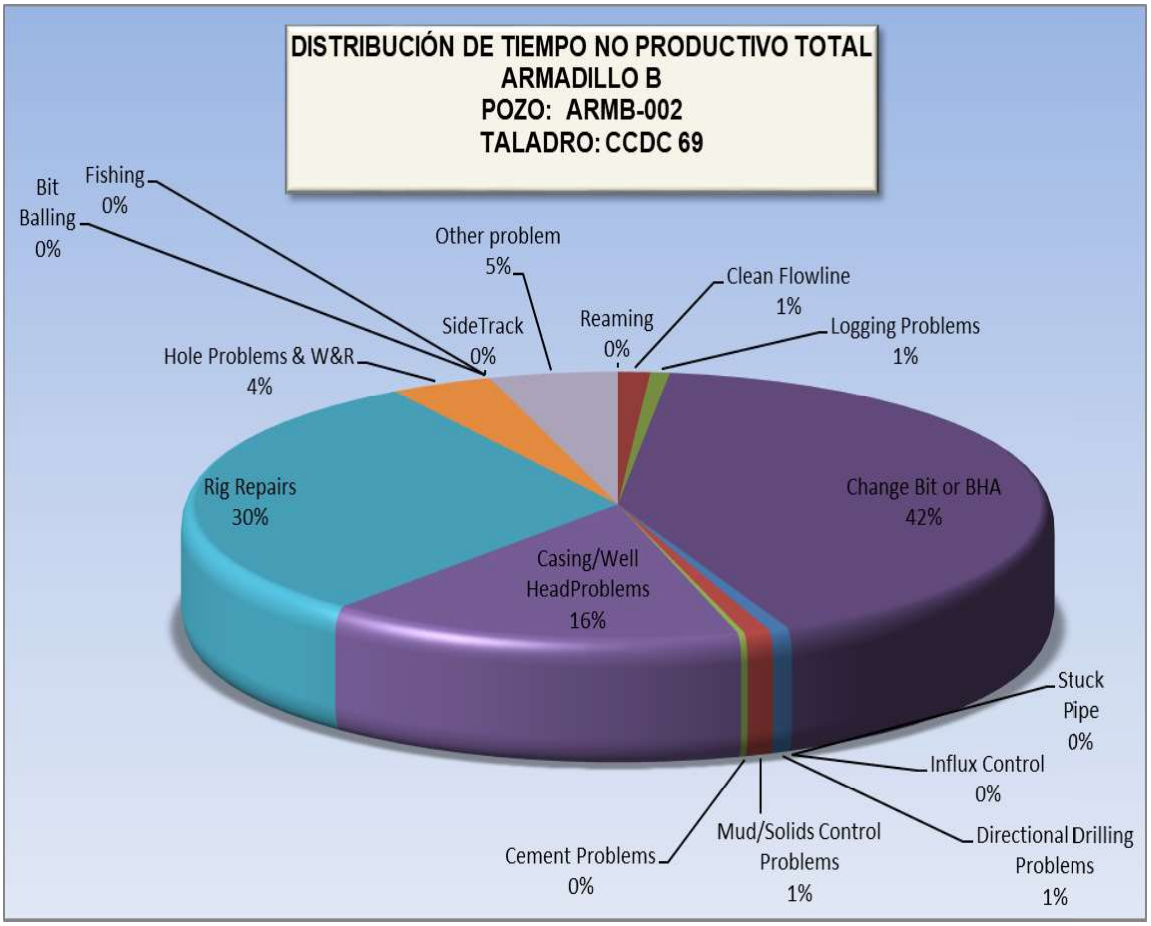

Figura. 19. Distribución NPT Total ARMB-002.

Fuente: (ECUASERVOIL - SDT, 2017)

Modificado por: Celi D. Euclides

Una vez analizada la información y recopilados los tiempos no productivos por horas como se presenta en el ANEXO 2, se realiza un resumen en cuanto a el acumulado en horas de las actividades que generaron NPT, como se muestra en la parte final del ANEXO citado, con estos datos procedimos a graficarlos para poder correlacionar la magnitud y frecuencia de los distintos tiempos no productivos que se generan en la perforación del pozo ARMB – 002.

De la información recabada en la matriz de los tiempos no productivos, presentados al final del ANEXO 2 se realiza un resumen en la tabla 12, donde se detalla el total de los tiempos no productivos de acuerdo a los distintos trabajos que presentaron reportes de NPT durante la operación de perforación del pozo ARMB - 002

Tabla 13. Clasificación de NPT en ARMB-002.

DESCRIPCION - NPT	NPT (Hrs)	NPT (Días)	NPT (% Días)
Clean Flowline	2.5	0.10	1.2
Logging Problems	1.5	0.06	0.7
Change Bit or BHA	84.5	3.52	41.5
Influx Control	0	0	0.0
Stuck Pipe	0	0	0.0
Directional Drilling Problems	1.5	0.06	0.7
Mud/Solids Control Problems	2	0.08	1.0
Cement Problems	0.5	0.02	0.2
Casing/Well HeadProblems	32	1.33	15.7
Rig Repairs	61	2.54	30.0
Hole Problems & W&R	8	0.33	3.9
Bit Balling	0	0	0.0
Fishing	0	0	0.0
SideTrack	0	0	0.0
Other problem	10	0.42	4.9
TOTAL:	**203.5**	**8.48**	**100**

Fuente: (ECUASERVOIL - SDT, 2017)

Elaborado por: Celi 2019

En la tabla 13, se detalla la clasificación de los problemas que generan tiempos no productivos, presentados en la campaña de perforación del campo Armadillo – B del pozo 2, se evalúa el porcentaje de cada uno de los NPT sobre el total en horas (203.5) la forma de cálculo se presenta de la siguiente manera.

$$\%NPT = \left(\frac{NPThours * 100}{NPT\ total}\right) \quad \textbf{(1)}$$

Porcentaje de NPT

Modificado por: Celi D. Euclides

Ejemplo de cálculo para “change bit or BHA”:

$$\%NPT = (\frac{84.5 * 100}{203.5})$$

$$\%NPT = 41.5\ \%$$

La figura 20, presenta la distribución general de los tiempos productivos y no productivos total del pozo Armadillo B del pozo 2. Donde se evidencia un porcentaje de 74,9 de tiempo productivo y un porcentaje de 25,1 para los NPT en la perforación del pozo ARMB-002.

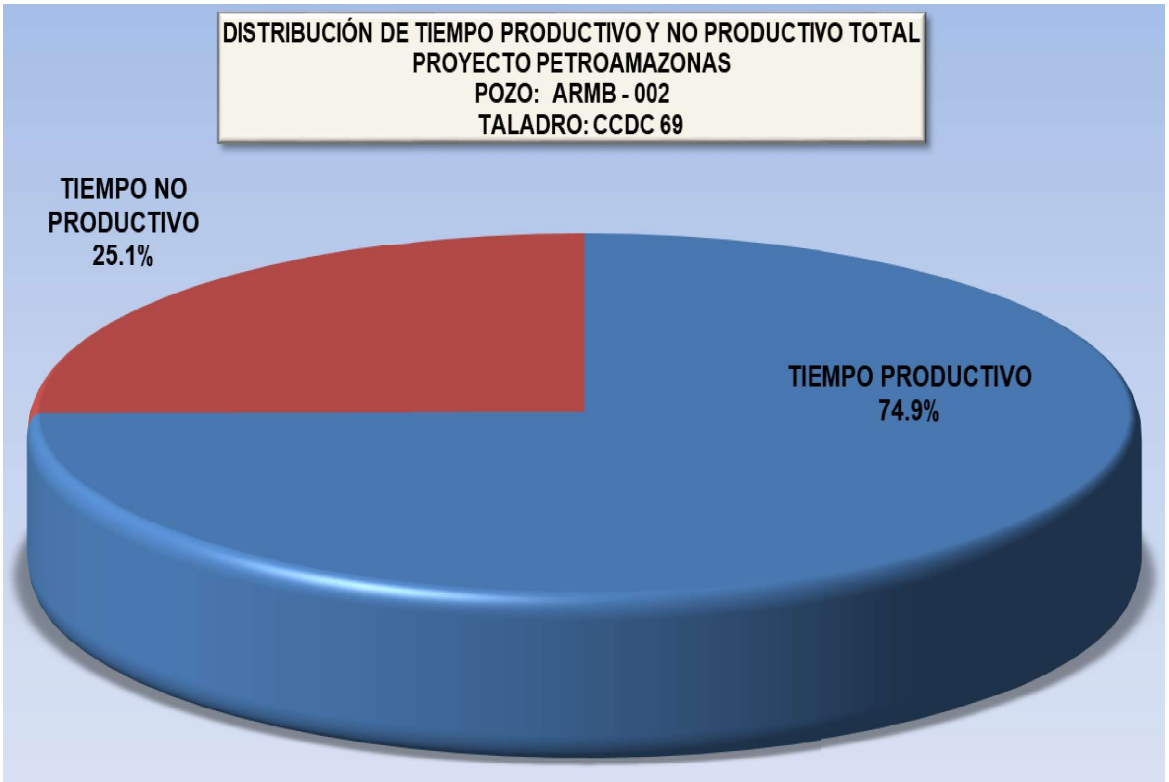

Figura. 20. Distribución Tiempos ARMB-002.

Fuente: (ECUASERVOIL - SDT, 2017)

Elaborado por: Celi 2019

Los valores de los NPT, son presentados en porcentajes como se lo muestra en la tabla 14 y también se presenta el acumulado de los tiempos productivos y no productivos en horas y días.

Tabla 14. Descripción de Tiempos ARMB-002.

DESCRIPCION	TIEMPO (Hrs)	TIEMPO (Días)	TIEMPO (%)
Tiempo productivo	608.5	25.35	75%
Tiempo no productivo	203.50	8.48	25%
TOTAL:	**812.00**	**33.83**	**100%**

Fuente: (ECUASERVOIL - SDT, 2017)

Elaborado por: Celi 2019

La representación de los porcentajes de los tiempos no productivos por secciones se detalla en la tabla 15, presentando la cantidad de horas no productivas, que se suscitaron en el desarrollo de cada sección.

Tabla 15. Descripción Tiempos por Sección ARMB-002.

Sección	Tiempo de Perforación Planificado (Días)	Tiempo de Perforación Real (Días)	Diferencia (Días)	Non Productive Time (hrs)	% Non Productive Time
SECCION 26”	1.07	1.75	-0.68	10.00	5%
SECCION 16”	8.64	6.13	2.52	11.00	5%
SECCION 12 ¼”	13.24	11.79	1.45	48.00	24%
SECCION 8 ½” - 7"	7.69	14.17	-6.48	134.5	66%
TOTAL:	**30.64**	**33.83**	**-3.19**	**203.50**	**100%**

Fuente: (ECUASERVOIL - SDT, 2017)

Elaborado por: Celi 2019

En la tabla 15, se compara tiempos de perforación planificados en días y tiempos de perforación reales, divididos por secciones de trabajo, también se presenta la diferencia en días entre el tiempo planificado de perforación

versus el tiempo real que se necesitó en cada sección de la perforación, donde se saca el total de días en diferencia, finalmente se presenta el acumulado de horas de NPT por sección que se obtiene del ANEXO 2 y por ende su porcentaje proporcional de estas pérdidas en el desarrollo del trabajo.

4.1.2. Análisis de los NPT por Secciones ARMB – 002

Del ANEXO 2, donde se especifican en una matriz los tiempos no productivos de la perforación se realiza el análisis de los NPT pos secciones y se los presenta detallados

4.1.2.1. Tiempos No Productivos ARMB – 002, Sección 26".

En esta sección, se presentó un daño en la tarjeta electrónica en SCR del Top Drive, por lo que se cambió y se comprobó que se encuentre operativa, por seguridad de funcionamiento del equipo se sacó el BHA #1 a superficie y se lo probó bajando hasta 193 pies. Una vez comprobado y asegurado el funcionamiento del equipo, se continuó con el desarrollo del trabajo, este NPT fue a cargo de la compañía CCDC, donde se usaron 10 horas para poder arreglar la falla del equipo.

4.1.2.2. Tiempos No Productivos ARMB – 002, Sección 16"

En la segunda sección de este pozo, se realizó un chequeo del sistema electrónico de TDS, donde se ocupó 0.5 horas para la comprobación y otros 0.5 para rotar.

Además, se realizó el cambio de sello (Orring) de la unión de golpe del Stand Pipe y el sello del cuello de ganso por dos ocasiones, este desperfecto tomó 4 horas en total y estuvo a cargo de la compañía CCDC. Para poder realizar este trabajo, se tuvo que desplazar dos trenes por separado de píldoras de 40 BLS de píldora dispersante con 8,4 LPG, más 40 BLS de píldora viscosa de 10 LPG. Todo esto se circuló para limpieza del hoyo con un caudal Q de 1090 GPM, incrementando recortes en 15%.

El problema más relevante que se suscitó, fue desconectar CDS cuñas sin éxito con una duración de 6 horas, por lo que se decidió sacar una junta de casing, se desconectaron junta de casing 13 3/8" en la caja y se cortaron en

este punto, luego se bajó este casing desde 6413 pies hasta 6449 usando caudal Q de 220 GPM a una presión de 208 PSI, para empezar con los trabajos de cementación de la sección.

4.1.2.3. Tiempos No Productivos ARMB – 002, Sección 12 ¼”

En esta sección, se manifestó un inconveniente en el ROP durante la perforación de la tercera sección a 8321 pies de profundidad, inicialmente se trató de variar parámetros de perforación con el fin de mejorar el ROP (ROP = 25 PPH) sin éxito, por lo que se decidió sacar sarta a superficie a fin de revisar componentes de BHA y broca, se detectó que el desgaste del motor fue normal de 2 mm aproximadamente, la broca y estabilizador presentaron un 10 % de material. Se supervisó la condición de los componentes siendo aceptable y se decidió bajar. Viajes y comprobación de equipo con una duración 22 horas.

Se continuó perforando hasta 8827 pies donde el ROP cayó a 11 PPH, lo que provocó que se suspenda la perforación para desplazar 20 BLS de píldora dispersa de 8.7 LPG, seguida de una segunda píldora dispersa de 10.5 LPG para limpieza con caudal Q de 950 GPM y presión de 3100 PSI. Sin obtener mayores resultados, se optó por sacar el BHA #4 direccional con broca, PDC de 12 ¼”, se armó un nuevo BHA #5 con una nueva broca PDC de 12 ¼” US19MBDGU, además, se cambió el motor direccional y martillo en BHA. Para completar la operación, se realizó una prueba de conjunto direccional y MWD con 380 GPM y 540 PSI, teniendo una respuesta positiva. Por otro lado, se aprovechó en realizar Rig Service, donde se engrasó el malacate y la corona, se intentó calibrar el crowmatic y twin stop, lo que no fue efectivo. De las 20.5 horas empleadas en reparar este problema con la broca, se adjudicó 1.5 horas de NPT a cargo de la CIA. CCDC

Se presentó una complicación electrónica, un bloqueo en el Top Drive, por lo que se continuó circulando el pozo hasta que se solucionó el problema, que llevo 2 horas, tiempo a cargo de la CIA. CCDC.

Siendo las 14:00 horas del día 16 del mes de mayo de 2017, se presentó un altercado, el taladro tubo que paralizar operaciones debido al ingreso de personal de la comunidad a la locación, sacando personal del taladro abruptamente, por lo que se apagaron sistemas de TDS, generadores y equipos varios. Este incidente tomó 2 horas de tiempo no productivo, pero

los problemas que se generaron sobre el reinicio de equipo como recalibración de sensores, desperfectos imprevistos en herramientas de registros, creó una situación en cadena que necesitó 4.5 horas, tiempo a cargo de la compañía SLB, ya que el registro sónico no emitió señal, por lo que, se necesitó sacar la sonda y cambiar tarjeta de telemetría, sin tener resultado. Por último, la CIA. SLB sacó nuevamente la sonda hasta superficie, después de las pruebas fallidas, se decidió reemplazar la sonda de registros eléctricos en general. El acumulado de la reacción en cadena en horas se traduce a una media de 60 horas de NPT como se muestra en el ANEXO 2 de los NPT con la fecha del 18 al 23 de mayo de 2017.

4.1.2.4. Tiempos No Productivos ARMB – 002, Sección 7”

En esta sección se presentó tiempos no productivos significativos debido al cambio de rodamientos del eje principal del Malacate, que necesitó 36.5 horas, tiempo a cargo de la CIA. CCDC, se circuló una píldora pesada de 12 LPG, para mejorar la estructura e integridad del pozo usando 1.5 horas a cargo de CIA. CCDC.

Se tuvo problemas de apretamiento, por lo que se trató de sacar linner para quebrar colgador sin éxito, se tomó 10.5 horas de las cuales la compañía Misión se hizo cargo de 2.5 horas y CCD 10 horas.

Se tomó 4 horas para poder desenroscar casing, por lo que se utilizó llaves de potencia, este tiempo fue a cargo de CCDC, también para tratar cada inconveniente se realizó dos reuniones, en total 1 hora para coordinar trabajos.

Al momento de bajar BHA #9, normalizando circulación y limpiando la integridad del hoyo hasta 11240 pies, se observó incremento de gas hasta 350000 PPM, por lo que se desplazó unos 20 BLS de píldora viscosa de 9.7 LPG con 380 GPM para limpieza. Se observó incremento en recortes Lutita retrabajada, se desplazó 90 BLS de píldora lubricante de 10 LPG y se espotea en el fondo con 1800 STKS.

Una vez controlados los parámetros se sacó el BHA #9, presentando puntos puntuales (apretados) con 30 KLBS, para controlar el proceso, se hizo el llenado del pozo cada 5 paradas, después se bajó el linner y se cambió la junta #21 por todos los problemas presentados, todo este proceso llevó 51 horas de tiempo no productivo que se repartieron entre 26 horas en problemas de casing y problemas del hoyo, debido a viajes y

cambios de BHA. En las colocaciones difíciles del linner se necesitó 20 horas, los problemas en el hoyo por puntos apretados y otras causas fueron de 7.5 horas de NPT.

4.1.2.5. Tiempos No Productivos ARMB – 003

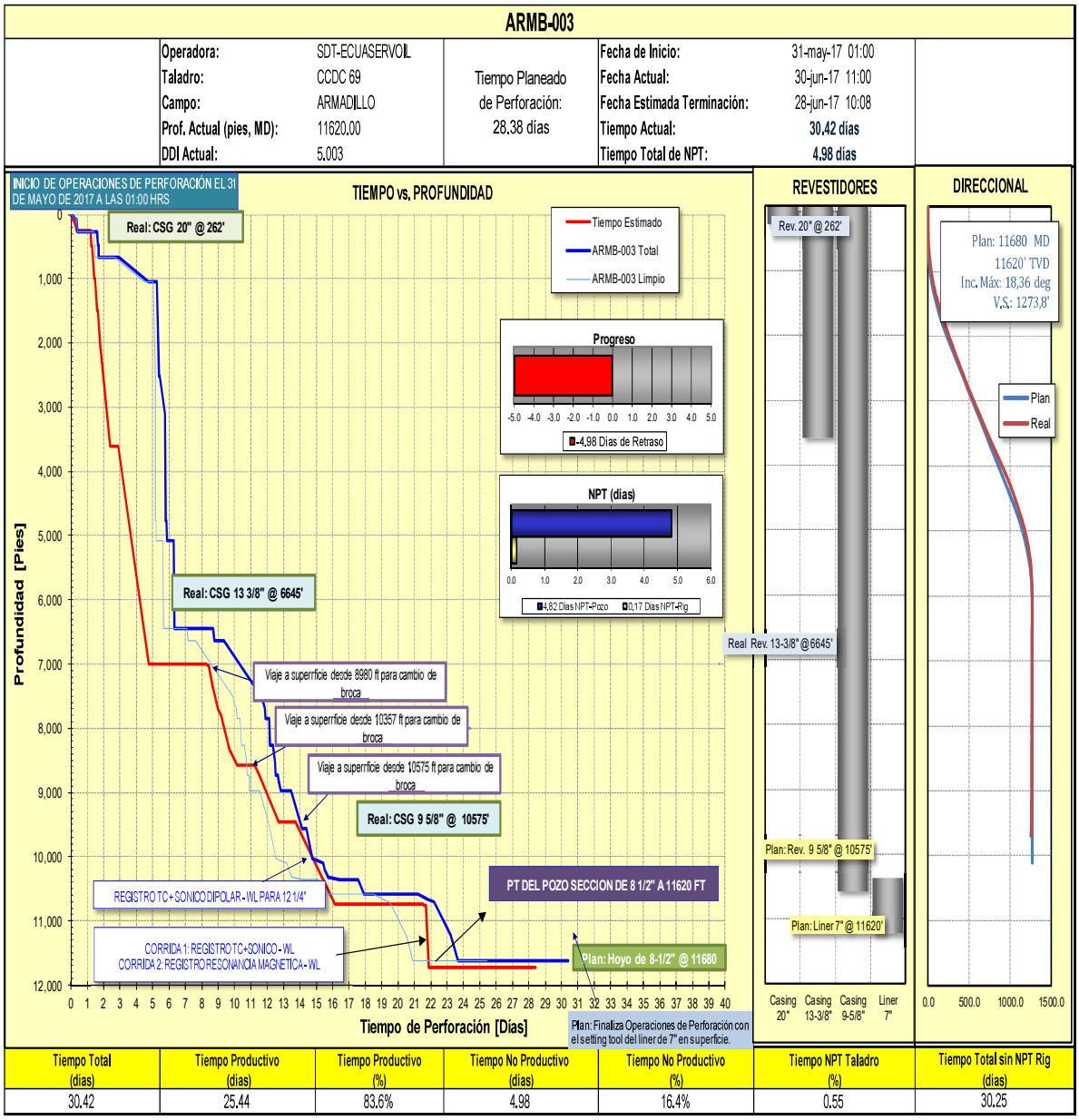

Figura. 21. Tiempos versus Profundidad ARMB-003.

Fuente: (ECUASERVOIL, 2017)

Elaborado por: Celi 2019

Para la perforación de este pozo de la sección 3 en el campo Armadillo B, en un inicio se calculó que se necesitaría 28.38 días según lo planificado, con una fecha estimada de perforación del 31 de mayo de 2017, hasta el 28 de junio del mismo año, pero por cuestiones de tiempo y de coordinación con el taladro la perforación se realizó hasta el 30 de junio del 2017, dando un total de 30.42 días.

Las curvas representadas en la gráfica, poseen tres connotaciones donde, la línea roja representa la profundidad y tiempo en que el poso se estimó perforar, al cual fue diseñado, la línea azul representa el verdadero comportamiento de los trabajos en comparación de la profundidad versus tiempo, mientras que la línea celeste representa el comportamiento ideal que podría tener el pozo si no se presentaran ningún tiempo no productivo.

Tanto la figura 21 como las siguientes gráficas, se obtuvieron de la recolección de datos de los reportes diarios de perforación, los cuales fueron construidos en una matriz, que analizó cada uno de los tiempos de acuerdo, al tipo de trabajo, a las horas empleadas en el trabajo y si representaban tiempo productivo o no productivo como se lo muestra en el ANEXO 3 y 4.

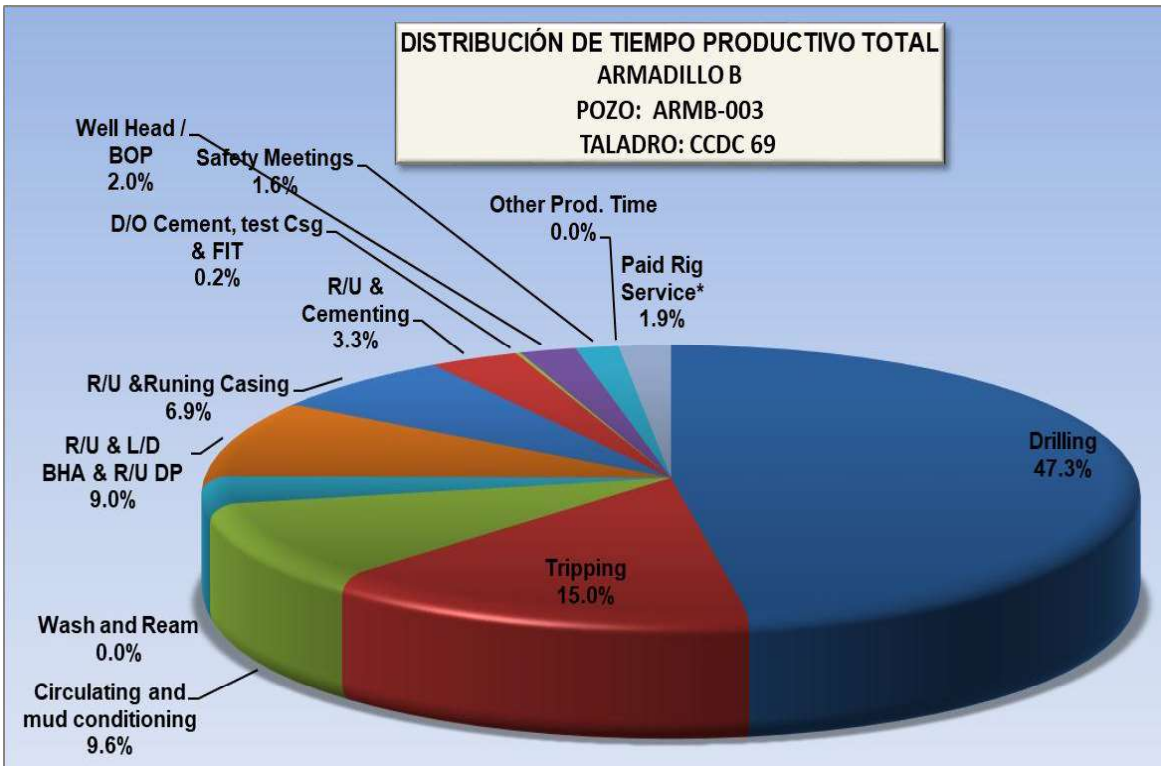

Figura. 22. Distribución de Tiempo Productivo. ARMB-003.

Fuente: (ECUASERVOIL, 2017)

Elaborado por: Celi D. Euclides

En la figura 22 se presenta la distribución del tiempo Productivo total de la perforación del pozo ARMB – 003, estos datos se encuentran en el resumen de la matriz al final del ANEXO 3, los cuales resultaron de la suma de las horas empleadas en cada trabajo que se reportó como productivo, estos tiempos están divididos en los diferentes tipos de trabajos reportados en los reportes diarios de perforación de la línea operadora del campo.

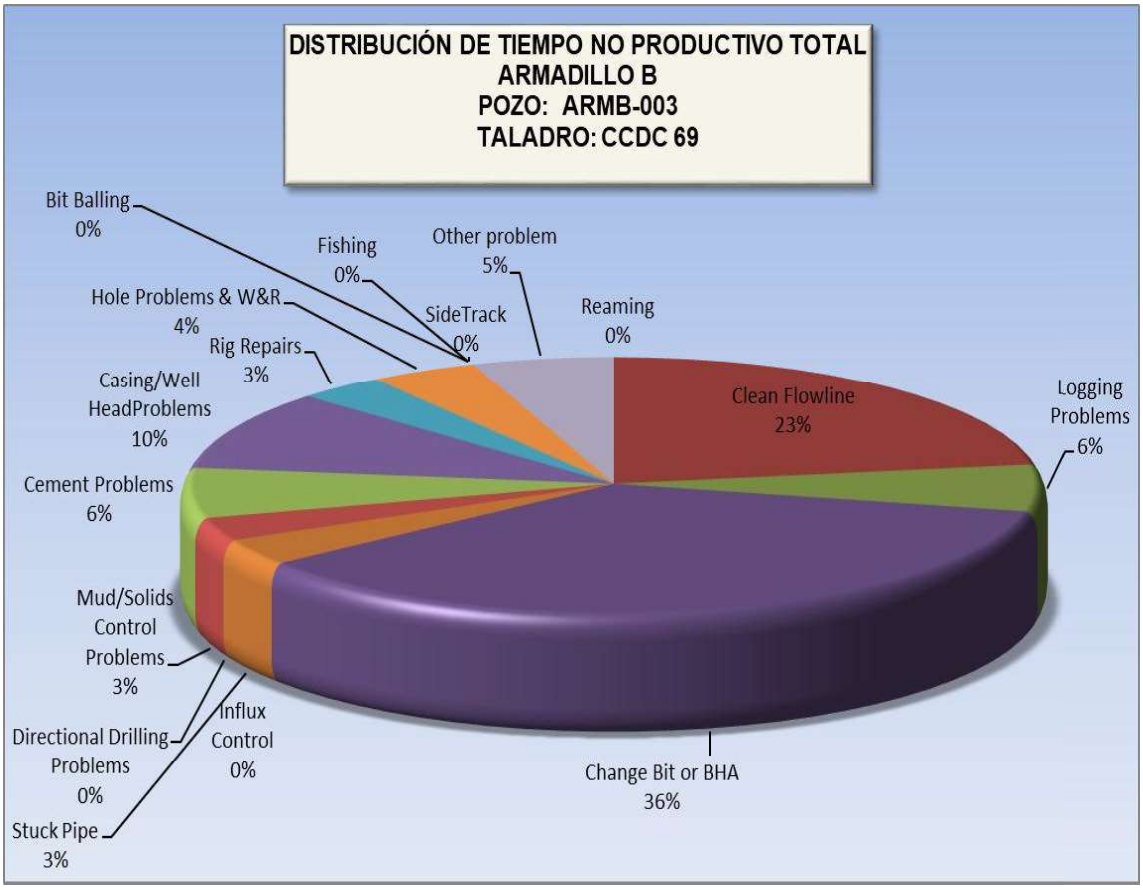

Figura. 23. Distribución de Tiempo No Productivo.ARMB-003

Fuente: (ECUASERVOIL, 2017)

Modificado por: Celi D. Euclides

Del ANEXO 4, que describe la matriz de los tiempos no productivos de pozo ARMB – 003, se obtiene la figura 23, la cual representa la distribución de Tiempo No Productivo total, al final de esta matriz se realiza una suma

en horas de los NPT que se presentaron en cada trabajo, lo cual se tradujo a porcentaje y se presenta como se observa en la figura señalada.

Tabla 16. Descripción NPT ARMB-003.

DESCRIPCION - NPT	NPT (Hrs)	NPT (Días)	NPT (% Días)
Clean Flowline	27	1.125	22.6
Logging Problems	7	0.291667	5.9
Change Bit or BHA	43	1.791667	36.0
Influx Control	0	0	0.0
Stuck Pipe	4	0.166667	3.3
Directional Drilling Problems	0	0	0.0
Mud/Solids Control Problems	3.5	0.145833	2.9
Cement Problems	7.5	0.3125	6.3
Casing/Well HeadProblems	12	0.5	10.0
Rig Repairs	4	0.166667	3.3
Hole Problems & W&R	5	0.208333	4.2
Bit Balling	0	0	0.0
Fishing	0	0	0.0
SideTrack	0	0	0.0
Other problem	6.5	0.270833	5.4
TOTAL:	**119.5**	**4.979167**	**100**

Fuente: (ECUASERVOIL, 2017)

Elaborado por: Celi 2019

En la tabla 16, se detalla la clasificación de los problemas que generan tiempos no productivos, presentados en la campaña de perforación del campo Armadillo – B del pozo 2, donde se evalúa el porcentaje de cada uno de los NPT sobre el total en horas (119.5), lo que traducido a días se transforma en (4.98 días). La forma de cálculo se presenta de la siguiente manera.

$$\%NPT\ dias = \left(\frac{NPThours * 100}{NPT\ total\ dias * 24}\right)$$

(2)

Porcentaje de NPT

Modificado por: Celi D. Euclides

Ejemplo de cálculo para “change bit or BHA”:

$$\%NPT = (\frac{43 * 100}{4.979167 * 24})$$

$$\%NPT = 35.9832\ \%$$

Redondeando a 36%

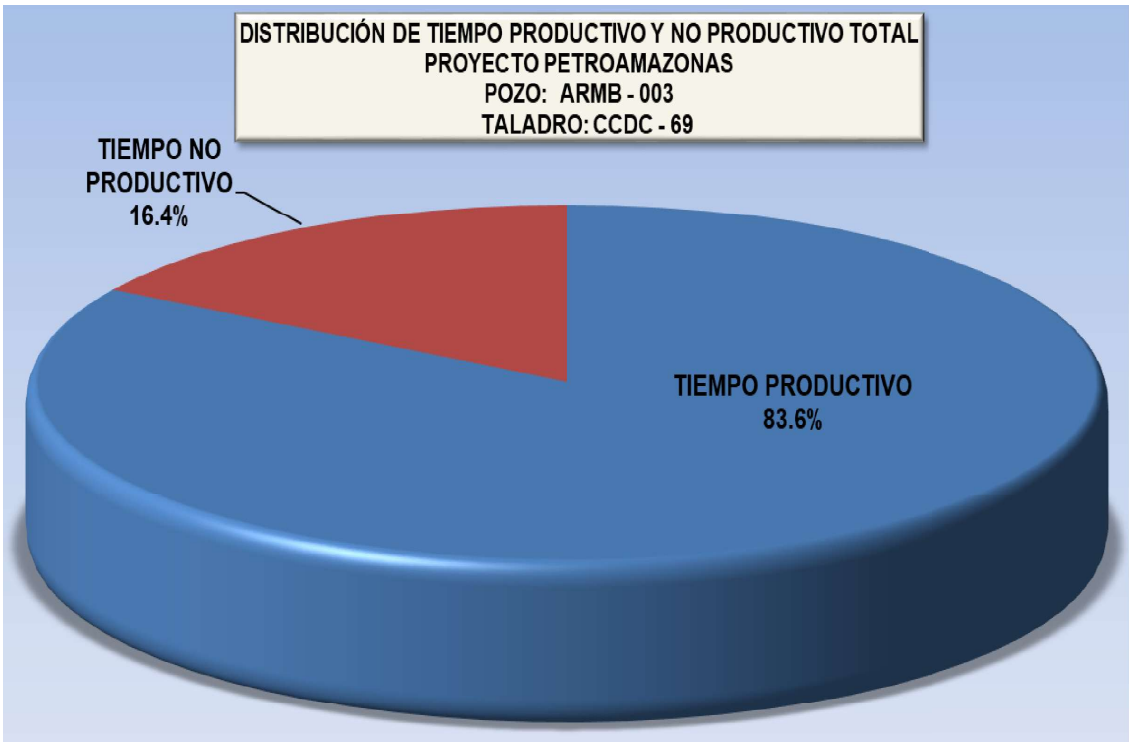

Figura. 24. Distribución de Tiempos totales.

Fuente: (ECUASERVOIL, 2017)

Elaborado por: Celi 2019

De la comparación de horas de trabajo total que se necesitó en la perforación del pozo ARMB – 003, se usó el resumen que se presenta al final de la matriz de tiempos productivos y no productivos respectivamente, encontrados en los ANEXOS 3 y 4, de los cuales operando se realiza la distribución de tiempo productivo y no productivo total, tal como se lo presenta en la figura 24.

En la tabla 17, detallamos la distribución de los tiempos que se presentaron en los trabajos del pozo ARMB – 003.

Tabla 17. Descripción Tiempos ARMB-003.

DESCRIPCION	TIEMPO (Hrs)	TIEMPO (Días)	TIEMPO (%)
Tiempo productivo	610.5	25.44	84%
Tiempo no productivo	119.50	4.98	16%
TOTAL:	**730.00**	**30.42**	**100%**

Fuente: (ECUASERVOIL, 2017).

Elaborado por: Celi 2019

En la tabla 18, se compara tiempos de perforación planificados en días con tiempos de perforación real, divididos por secciones de trabajo. Se detalla que la mayor diferencia entre estos, fue en la sección de 8 1/2" que comprende la sección de linner 7". Misma que presentó inconvenientes con la limpieza de la línea de flujo, el cambio y adaptación de la broca y el BHA.

Tabla 18. Descripción de Tiempos por Sección.

Sección	Tiempo de Perforación Planificado (Días)	Tiempo de Perforación Real (Días)	Diferencia	Non Productive Time (hrs)	% Non Productive Time (hrs)
SECCION 26"	1.07	1.33	-0.26	4.50	4%
SECCION 16"	6.64	7.92	-1.28	34.50	29%
SECCION 12 ¼"	12.99	10.63	2.36	22.50	19%
SECCION 8 ½" - 7"	7.69	10.54	-2.85	58.00	49%
TOTAL:	**28.39**	**30.42**	**-2.03**	**119.50**	100%

Fuente: ARMB-003. (ECUASERVOIL, 2017)

Elaborado por: Celi 2019

En la última sección que se presenta en la tabla 18 presenta problemas con el tiempo de fraguado del cemento, lo que representó 7.5 horas de tiempo no productivo establecido, también se presentó un NPT de 6.5 horas debido a intervención de la comunidad en el transporte y logística del pozo, lo que conlleva a diferentes tipos de problemas, ya que, al momento en que la estructura del pozo se encuentra a una profundidad mayor a los 11 000 pies, se halla comprometida y necesita de acciones correctivas y preventivas hasta que el inconveniente sea aclarado y la logística, transporte y equipos sean liberados.

4.1.3. Análisis de los NPT del pozo ARMB – 003 por Secciones

De la información recabada en los reportes diarios de perforación que se estructuro en la matriz del ANEXO 4, se realiza un resumen de los antecedentes, que originaron los NPT por secciones.

4.1.3.1. Tiempos No Productivos ARMB – 003, Sección 26”

En esta sección, al intentar conectar el niple de flujo hubo inconvenientes, necesitando 3 horas para instalarlo, conectando los tensadores y la camisa del Flow Line, tiempo a cargo de CIA. CCDC.

4.1.3.2. Tiempos No Productivos ARMB – 003, Sección 16”

Mientras se realizaba el último repaso de la última parada en el BHA # 2, la presión incrementó súbitamente hasta 3950 PSI, por lo que se desplazaron trenes de píldoras viscosa y dispersa para controlar la estructura del pozo. Se registró puntos apretados, por lo que se conectó el Top Drive y se sacó con bomba, se realizó prueba de presión, siendo 2900 PSI, se decidió sacar BHA a superficie, con puntos apretados, esto conllevó 8 horas más 1 hora de limpieza del pozo.

Una vez en la superficie se desarmó BHA # 2 y se detectó BHA con material en el estabilizador y la broca taponada, por lo que, se usó 1.5 horas para solucionar el desperfecto.

La CIA. Mission Petroleum, bajó la sarta de 13 3/8” desde 3390 hasta 3575 pies, en la que se detectó que la sarta se apoyaba, por lo que se intentó

normalizar con circulación sin éxito. Presentada esta situación, se maniobró la sarta subiendo 2 juntas, se logró normalizar la circulación con 320 GPM y 180 PSI, se circuló sarta para limpieza y se observó una fuga en el empaque de la herramienta CDS, circunstancia que reportó 4.5 horas no productivas.

Se utilizó 1 hora para cambiar el empaque de la herramienta CDS, tiempo a cargo de CIA. Mission Petroleum. Se empleó 5 horas a cargo de la misma compañía, normalizando la circulación con 320 GPM y 180 PSI, incrementando caudal hasta 500 GPM y 180 PSI, se maniobró sarta para liberar el casing tensionado, apoyado del desplazamiento de 2 píldoras dispersas de 60 BLS de 8.3 LPG, sin embargo, no se obtuvo éxito.

Después de 3 horas más de intentar liberar la sarta, se decidió cementar a 3575 pies, por lo que, se circuló el hoyo para limpieza con 220 GPM y 130 PSI, preparando las lechadas para cementar.

4.1.3.3. Tiempos No Productivos ARMB – 003, Sección 12 ¼”.

En esta sección, se necesitó 3 horas en limpieza de la línea de flujo mientras se hacían los viajes y condicionamiento del pozo, se cambió el fluido de perforación Q Flow de 10.2 LPG y 35 SEG.

Por seguridad, en esta sección se repasó las ultimas 3 paradas desde 8666 hasta 8980 pies. A los 9556 pies a un ROP de 50 PPH, se observó la caída de presión desde Q (caudal) de 890 GPM y presión de 3300 PSI hasta 1000 PSI, por lo que se revisó el sistema general de bombas, válvulas de prueba etc. Este tiempo estuvo a cargo de CIA. CCDC el cual fue de 5.5 horas, se levantó el BHA # 4 unos 400 pies para verificar wash out de la tubería, se realizó prueba de bomba por bomba con 50 STKS, en donde se identificó que las bombas 2 y 3 no levantaban presión.

Se ocupó 1 hora para tratar una pega de tubería, mediante circulación y torque a un caudal Q de 250 GPM y TQ de 22, donde se recuperó rotación y se siguió sacando el BHA # 4.

4.1.3.4. Tiempos No Productivos ARMB – 003, Sección 7”.

En esta sección, se empleó una píldora de limpieza y se realizó una prueba de calibre con arroz a 6850 STK, para lo que se necesitó 3 horas.

Se identificaron puntos apretados a 11 325, 11 278, 11 210, 110 65 PIES, por lo que, se trabajó con bomba y rotaria de 350 GPM, 1 500 PSI, 60 RPM y se logró continuar sacando libre la sarta.

Existió un tiempo no productivo de 6.5 horas, debido a una paralización en la vía pública por parte de la comunidad, impidiendo el desarrollo normal de los trabajos en el campamento como: entrada y salida de la logística, vacum y volquetas para retirar los ripios obtenidos en los recortes de la perforación.

4.1.4. Análisis Económico de los Tiempos No Productivos

4.1.4.1. ARMB – 002.

Durante la campaña de perforación en el campo Armadillo B en el pozo 2, se requirieron 812 horas en general de perforación las cuales, resultaron en una inversión de $ 3´724 994, por lo que se pudo obtener un costo de $ 4 587.43 por hora estimado de perforación.

Tomando en cuenta el costo estimado por hora de $ 4 587.43 y las horas no productivas que fueron 203.5, se tiene un estimado del costo de la perforación de las horas no productivas de $ 933 542.25 dólares como se muestra en la tabla 19.

Tabla 19. Descripción de Costos Estimados.

Horas Total Drilling	Costo Drilling	**Costo Hora Drilling Estimado**
812	$3,724,994.13	**$4,587.43**
Horas Productivas	Costo Horas Productivas	
608.75	$2,792,598.74	
Horas No Productivas	Costo NPT Estimado	
203.5	**$933,542.25**	

Fuente: ARMB-002. (ECUASERVOIL - SDT, 2017)

Realizado por: Celi 2019

Los costos estimados son una referencia del valor unitario de perforación en el pozo 2 del campo Armadillo B, los cuales se explican en el ANEXO 3.

Para tener una mejor idea del verdadero costo de la perforación, se dividieron los tiempos y los costos por secciones de los valores obtenidos de la tabla del ANEXO 3, donde se obtuvo el valor por hora de las diferentes secciones.

Tabla 20. Descripción de Costos Reales por Sección.

Sección	Costos Sección	Horas por Sección	Costo Hora por Sección	Horas No Productivas	Costo NPT
Movilización	$793,823.53	24			$4,989.0
26"	$193,438.91	42	$4,605.69	10	$46,056.88
16"	$960,210.87	147	$6,532.05	11	$71,852.51
12 1/4"	$1,327,729.90	283	$4,691.63	48	$225,198.0
7"	$1,243,614.44	340	$3,657.69	134.5	$491,959.2
TOTAL	**$4,518,817.66**	**812**	**$4,871.76**	**203.5**	**$835,067**

Fuente: ARMB-002. (ECUASERVOIL - SDT, 2017)

Realizado por: Celi 2019

En la información obtenida sobre los costos de operación en la perforación del campo, resumidos por día, se obtuvo el valor del costo de cada sección, incluyendo la movilización del equipo como se muestra en la figura 25.

Figura. 25. Costos Reales por Sección.

Fuente: ARMB-002. (ECUASERVOIL - SDT, 2017)

Realizado por: Celi 2019

En la tabla 20, se presenta el costo general del proyecto de perforación, que incluye la perforación, costo general del traslado, movilización del taladro y trabajos en general, representando $ 4´518 817.66 dólares, de los cuales $ 3´724 994.13 dólares se ocuparon en costos de perforación del pozo, mismos que dependiendo la sección representaron diferentes valores. Con estos montos y las horas de trabajo por sección, se obtuvo los valores reales de los costos por hora de cada sección (figura 33).

De la figura 26, se determina que la sección de 16” es la que más costos representó comparada con las otras secciones, con un valor de $ 6 532.04 dólares.

Como se muestra en la tabla 20, se obtuvo el valor de las horas de trabajo por sección, los que, multiplicados por las horas no productivas por sección, dan como resultado el valor verdadero de las horas no productivas de todo el proyecto de perforación, mismo que fue de $ 835 067 dólares, comparado con $ 933 542.25 dólares de los NPT estimados.

Figura. 26. Costos Reales de Hora por Sección.

Fuente: ARMB-002. (ECUASERVOIL - SDT, 2017)

Realizado por: Celi 2019

La figura 27, muestra la distribución de los costos reales de NPT por sección. Se observa que, la sección de 7" implicó mayores costos de NPT, con un 59% comparada con las otras secciones, representando $ 491 959.2 dólares.

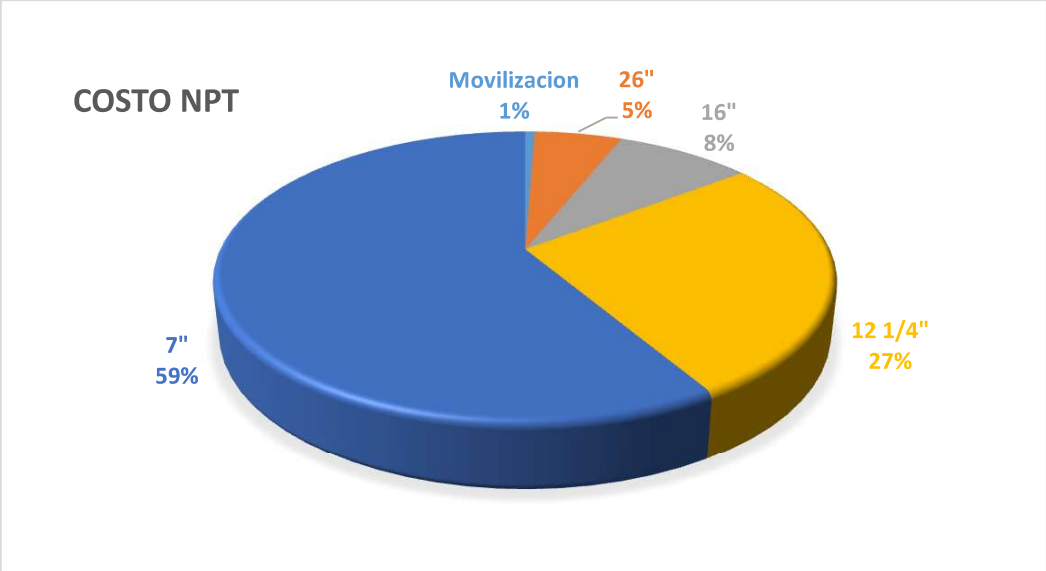

Figura. 27. Costos Reales NPT por Sección. ARMB – 002

Fuente: ARMB-002. (ECUASERVOIL - SDT, 2017)

Realizado por: Celi 2019

4.1.4.2. ARMN – 003.

Los costos de este pozo fueron de: $ 74 740.17 dólares, debido a la movilización del equipo de perforación, $ 3´404 915.51 dólares el proceso de perforación del pozo 3 del campo Armadillo B, dando un total de $3´479 655.68 dólares. ANEXO 4.

Para obtener un valor estimado de la perforación, se dividió el costo de la perforación ($3´479 655.68 dólares) para las 730 horas que ocupó la perforación del pozo ARMB – 003, dando como estimado un costo hora de $ 4 766.65 dólares.

Tabla 21. Costos Estimados de Perforación.

Horas Total Drilling	Costo Drilling	**Costo Hora Drilling Estimado**
730	$3,479,655.68	$4,766.65
Horas Productivas	Costo Horas Productivas	
610.5	$2,910,040.81	
Horas No Productivas	Costo NPT Estimado	
119.5	**$569,614.87**	

Fuente: ARMB-003. (ECUASERVOIL, 2017)

Realizado por: Celi 2019

Por lo tanto, tomando las 119.5 horas de tiempo no productivo que se tuvo en la perforación de este pozo, se llegó a un costo estimado de $ 576 641 **Se**dólares de tiempo no productivo, tal como se muestra en la tabla 22.

Tabla 22. Costos Reales de Perforación.

Sección	Costos Sección	Horas por Sección	Costo Hora por Sección	Horas No Productivas	Costo NPT
Movilización	$74,740.17	0			$0.0
26"	$92,331.04	32	$2,885.35	4.5	$12,984.05
16"	$908,512.63	190	$4,781.65	34.5	$164,966.77
12 1/4"	$1,081,038.78	255	$4,239.37	22.5	$95,385.8
7"	$1,323,033.06	253	$5,229.38	58	$303,304.0
TOTAL	**$3,479,656**	**730**	**$4,283.93**	**119.5**	**$576,641**

Fuente: ARMB-003. (ECUASERVOIL, 2017)

Realizado por: Celi 2019

Para poder obtener los valores de los costos reales de perforación, se utilizó la información obtenida de los costos diarios de perforación y se

analizó, como se muestra en el ANEXO 4, del mismo que se adquirió los valores de costos de cada sección, como se muestra en la tabla 22.

Figura. 28. Costos Reales de Hora por Sección.

Fuente: ARMB-003. (ECUASERVOIL, 2017)

Realizado por: Celi 2019

Tomando en cuenta las horas que se empleó para perforar cada sección, se obtuvo los costos por hora de cada sección, como se muestra en la figura 28. La sección 7", se caracteriza por ser la que más valor por hora presenta $5 229.38 dólares comparada con las demás secciones.

Como se aprecia en la figura 29, la sección 7" representa el 38 % de los costos de la perforación con $ 1´323 033.06 dólares, siendo la sección que más valor representó durante la campaña de perforación, comparada con la sección de 12 ¼" que significó $1´081 038.78 dólares, representando el 31%. A diferencia de la cantidad y porcentaje de costos de movilización del pozo ARMB – 002, en este pozo solo representó el 2 %, es decir, $74 740.17 dólares.

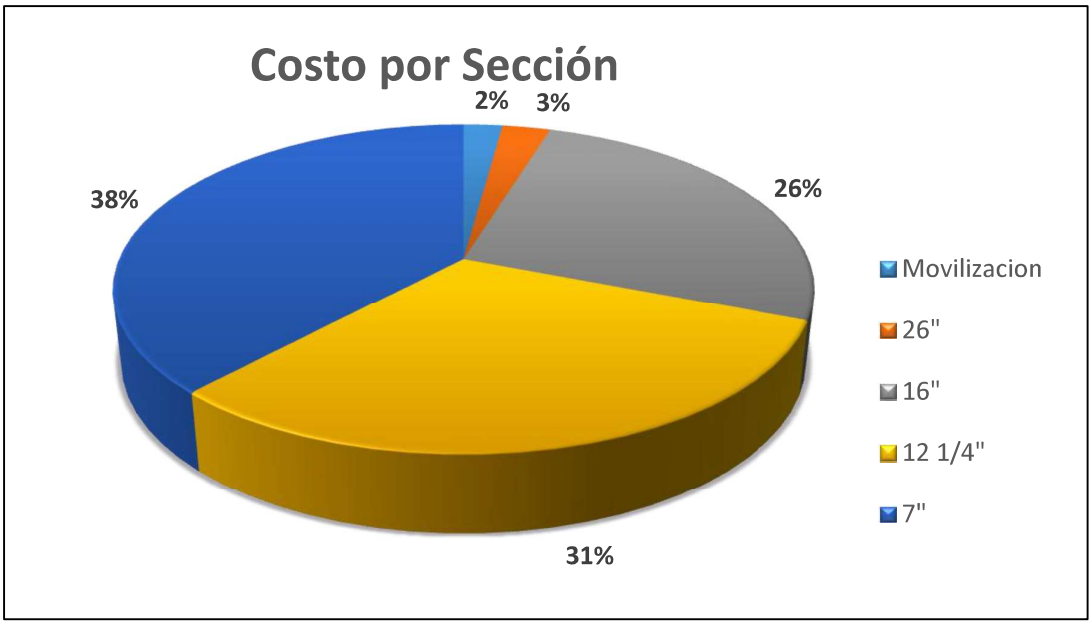

Figura. 29. Costos Reales por Sección ARMB 003.

Fuente: ARMB-003. (ECUASERVOIL, 2017)

Realizado por: Celi 2019

Según lo obtenido en los costos de perforación de la tabla 21, se elaboró los costos de tiempos no productivos por sección de la perforación, los mismos que se calcularon relacionando: el costo de cada sección con las horas por sección de tiempos no productivos, como se lo muestra en la figura 30.

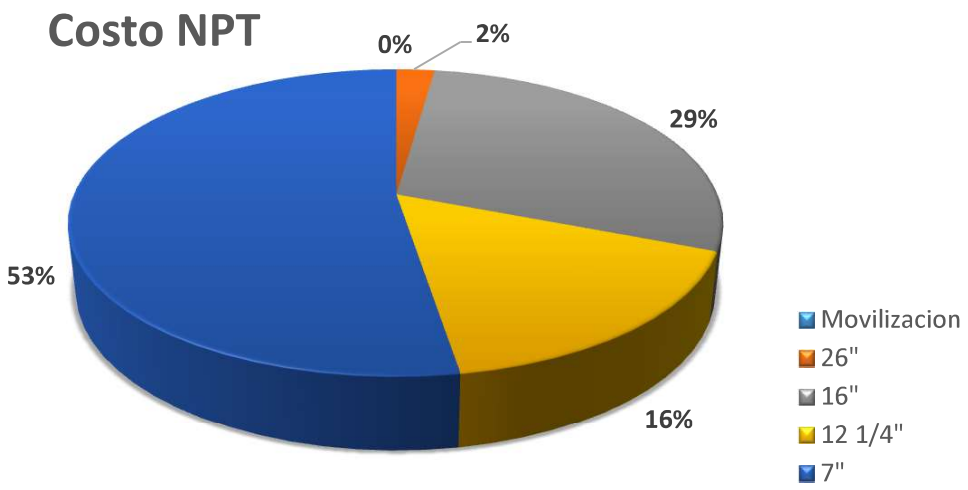

Figura. 30. Costos Tiempos No Productivos por Sección ARMB 003.

Fuente: ARMB-003. (ECUASERVOIL, 2017)

Realizado por: Celi 2019

Sumando los costos de tiempos no productivos, tenemos que el costo en perforación de estos tiempos fue de $576 641 dólares, como se muestra en la tabla 21, comparado con $569 614.87 dólares de costo estimado de NPT que se obtuvo en la tabla 20. La sección que más costos de NPT representó, fue la sección 7” con el 53% de los costos totales de NPT $303 304.0 dólares y la sección 16” represento el 29% de los costos de los NPT con $164 966.77 dólares (Figura 30).

4.2. Discusión

4.2.1. Tiempos No Productivos ARMB – 002

De la representación de la curva de tiempos de perforación versus la profundidad (Figura 17), se obtuvieron diferentes curvas que señalaron el comportamiento, según lo planificado en línea roja, según su comportamiento real en línea azul, y el posible comportamiento ideal (sin presentarse ningún NPT) en línea celeste, donde se constata que la diferencia en la longitud de la curva real versus la de comportamiento limpio en el eje x (tiempo de

perforación), es la representación gráfica del 25.1% del NPT que se presentaron en la perforación del pozo.

Mediante el análisis de los resultados de los datos obtenidos en la matriz en el pozo 2 de Armadillo ARMB – 002, se presenta la distribución de los tiempos productivos en la campaña de perforación (Figura 18), donde los trabajos de (Drilling) "perforación" con un 39.9 % representa la mayor cantidad de tiempo utilizado, seguido de (R/U & Running Casing) con un porcentaje de 13.9 % y (Tripping) "viajes" con un porcentaje de 13.6 %, lo cual, junto a la suma del resto de trabajos productivos representa los 25.35 días de trabajos productivos.

La distribución de NPT total de ARMB - 002, mediante el análisis de la información que se interpretó en la matriz en la figura 19, de donde se encuentra que de los 8,48 días que son el 25,1% donde el principal problema fue (Change Bit or BHA) "Cambio de BHA" con 42 % del tiempo no productivo que presentó inconvenientes, a continuación, con un 30 % (Rig Repairs) "reparación de plataforma" y con 16% (Casing/Well, Head Problems) "Problemas de cabeza, casing y pozo", tal como se presenta en la Tabla 13.

En la figura 20, se verifica el porcentaje general de tiempo productivo en ARMB – 002, siendo 74.9 %, mientras que el tiempo no productivo fue de 25.1 %, mismo que es detallado en forma cuantitativa en la tabla 14, donde se presenta en horas la distribución de estos tiempos con unas 608.5 horas productivas, versus 203.5 horas no productivas, que abarcan el total de 812 horas que represento el total del trabajo de perforación que se realizó en el pozo ARMB – 002. En este caso podremos concluir que en el caso de que se realizara una perforación limpia, la cual es una perforación que no presenta ningún tiempo no productivo, el pozo Armadillo B – 002 idealmente se podría perforar en 25.35 días. Si se utilizara los parámetros recomendados según las lecciones aprendidas que se tuvo en cada sección, este objetivo es muy alcanzable y real.

En la tabla 15 se detalla que, la mayor diferencia entre tiempos reales y tiempos planificados fue en la sección de 8 1/2", misma que comprende la sección de linner de 7" con una diferencia de 6.48 días, en la que, por cuestiones independientes surgieron problemas secundarios que intervinieron directamente con la planificación de los trabajos a desarrollarse. El problema que marcó el desfase en la última sección de este pozo, se debe a la

intervención de la comunidad en las operaciones de perforación el día 16 de mayo, desde las 14:00 hrs, lo que ocasionó una paralización general de las operaciones que desencadenan una serie de acontecimientos que afectaron sobre los tiempos de perforación. Debido a lo mencionado anteriormente, se necesitó reiniciar sistemas, volver a calibrar equipos, tratar de mantener la estructura del pozo con un recambio de fluidos y comprobar los parámetros generalizados de equipos.

4.2.2. Tiempos No Productivos ARMB – 003

De los tiempos no productivos de ARMB – 003 tenemos el análisis concreto de los datos podemos llegar a la conclusión que este pozo en un modelo ideal de trabajos, podría desarrollarse en aproximadamente 25.5 días, ya que como se muestra en la figura 21, los tiempos productivos o que presentaron una zona limpia de perforación, fueron de 25.44 días.

En la figura 21, se presenta gráficas de las condiciones generales en las cuales se desarrolló la perforación, en donde se muestra que el tiempo total usado para el desarrollo de este pozo fue de 30.42 días, los mismos que se dividen en: 25.44 días productivos de la perforación y 4.98 días de tiempo no productivo, 83.6 % versus el 16.4 % respectivamente.

La distribución de los tiempos productivos, empleados en la perforación se muestran en la figura 22, en donde se evidencia que los tiempos más utilizados en la campaña fueron: (Drilling) “perforación” con un 47.3 %, seguido de (Tripping) “viajes” con un porcentaje de 13.6 % y (Circulationg and mud conditioning) "circulación y acondicionamiento del lodo" con un porcentaje de 9.6 %, lo que coincide según lo planificado con los trabajos establecidos en la perforación.

La figura 23, expresa la distribución de tiempo no productivo en el pozo 2 del campo Armadillo B. Tomando en cuenta a (Change Bit or BHA) “Cambio de BHA”, con un 36 % del tiempo no productivo que presentó inconvenientes, el segundo tiempo no productivo con un 23 % fue (Clean Flowline) “limpieza de líneas de flujo” y en tercer lugar se presentó como tiempo no productivo a

(Casing/Well, Head Problems) “Problemas de cabeza, casing y pozo” con un 10 %.

En la figura 24, se refleja la distribución general de los tiempos productivos y no productivos total del pozo Armadillo B del pozo 3, en el que podemos verificar el porcentaje general de tiempo productivo (83.6 %) y tiempo no productivo (16.4 %), el mismo que se detalla en forma cuantitativa en la tabla 17 y se presenta en horas la distribución de estos tiempos, 610.5 horas productivas versus 119.5 horas no productivas, obteniendo 730 horas de trabajos de perforación.

4.2.3. Análisis Económico ARMB - 002

Los costos estimados que se reportaron en la perforación del pozo tanto por hora como en total, no representa el verdadero costo que se reportó en la perforación de ARMB – 002, donde el costo estimado de hora fue de $4 587.43 dólares según lo obtenido en la tabla 19, con respecto a los diferentes precios de los costos por hora reales de cada sección que se detalla en la tabla 19.

Es imperativo para la eficiencia de la perforación y del desarrollo del proyecto, medir el riesgo que se corre con el tiempo no productivo y su costo por sección para, usando las lecciones aprendidas tener una idea, de donde implementar planes de contingencia y respaldo de la integridad de la perforación, para que el desarrollo de la misma no corra riesgos y no produzca tiempos no productivos

Siendo la sección 16”, según la tabla 20 la más cara en comparación en hora de trabajo con $6 532.05 dólares, esta no fue la que reporta mayor pérdida ya que su costo por 10 horas de NPT fue de $71 852.51 dólares en comparación con la sección 7”, la que tiene el costo por hora más barato, pero debido a las 134.5 horas de NPT el valor de la pérdida fue el mayor con $491 959.2 dólares.

De la figura 25 se determina que las secciones 12 ¼” y la sección 7”, tuvieron valores similares de $1´327 729.90 y $ 1´243 614.44 que representan el 29 % y 28 % respectivamente de los costos por sección en la perforación de ARMB - 002.

En la figura 27 se detalla que debido a la gran diferencia entre NPT presentados en las distintas secciones, existe una gran diferencia en valores de pérdidas económicas entre secciones donde en total los $835 067 dólares en NPT, solo en la sección de 7” se perdió el 59% que representa $491 959 .2 dólares, lo cual nos indica que previniendo los NPT en esta sección podríamos ahorrarnos más de la mitad de los costos por pérdidas de los NPT en el pozo ARMB – 002.

4.2.4. Análisis Económico ARMB – 003

Los valores estimados para ARMB – 003, respecto a los valores reales que se obtienen del análisis por sección de los trabajos de perforación no distan mucho ya que, a un costo por hora de $4 766.65 dólares estimados, el costo total estimado de NPT es de $569 614.87 dólares, lo que, después del análisis de costos por sección y la determinación de costos por hora de sección diferentes y únicos para cada sección, representa un costo real total de $576 641 dólares, tal como se presenta en las tablas 20 y 21.

Como se observa en la figura 28 para ARMB – 003 la sección más costosa es la de 7” con $5 229.38 dólares y la menos costosa es la sección de 26” con $2 885.35 dólares, lo que nos indica que los costos de perforación por sección debido a la variabilidad de los tiempos empleados en el desarrollo del trabajo no son aparentes entre un pozo y otro, tal como es el caso entre ARMB – 002 y ARMB – 003.

En la figura 30 podemos observar que la sección de 7” representa el 53% de los costos de NPT en la perforación de ARMB – 003, porcentaje proporcional al presentado en ARMB – 002, pero debido a mayores problemas presentados en la sección de 16” en ARMB – 003 esta sección representa el segundo porcentaje de pérdida con 29% con respecto al pozo anterior.

4.2.5. Lecciones Aprendidas ARMB – 002 y Recomendaciones por Sección

4.2.5.1. Sección de 26”.

La optimización de parámetros de perforación, dio como resultado en esta sección el incremento de ROP, se pudo observar que con el manejo de

200 GPM y 250 PSI. 10/18 KLBS WOB, no existieron dificultades que presenten incidencia en la integridad de formación, (pérdida de fluido). La presencia de un desperfecto en la tarjeta electrónica del Top Drive, ocasionó pérdida de tiempo, recursos y dinero en equipos que empezaron a operar, poniendo en duda los protocolos de mantenimiento y garantía que se esperaría tener en estos equipos de perforación.

4.2.5.2. Recomendación, sección 26”.

La previa revisión y cumplimiento de las bitácoras de estado y garantía del equipo, servirían mucho para tratar de remediar inconvenientes mecánicos en el sistema y evitar futuros desperfectos.

4.2.5.3. Sección de 16”.

Durante la perforación de la sección 16” no se presentan mayores inconvenientes, las prácticas aplicadas de iniciar con bajo caudal 180/220 GPM ayudaron a que no se de el fracturamiento en la zona superficial entre 200 y 400 pies, evitando el taponamiento del flow line por presencia de gambo, limitando el ROP e incrementando el caudal de perforación a partir de los 350 pies con 400 GPM. Se repasa dos veces cada parada.

La limpieza del hoyo fue efectiva con la utilización de píldoras de barrido y la estación de circulación intermedia, evitando un viaje adicional y la corrida del revestidor, que llegó al fondo sin inconvenientes. Se monitorea el ECD (densidad efectiva ejercida) durante la perforación y los repasos, para detectar la pobre limpieza del hoyo y tomar decisiones para continuar perforando.

De la perforación en esta sección se aprendió que, al perforar esta sección con parámetros controlados se logra garantizar la verticalidad del pozo, también que la proyección de la línea del Scribe Line es muy importante a la hora de realizar el KOP (Kickoff point). Hay que llevarla lo más exacta posible.

Mantener la configuración Motor 962 con camisa de 15 3/4" más, String de 14 5/8" debido a la excelente respuesta de crecer en cuanto a inclinación, en comparación con el motor (PDM 9 5/8” Sleeve Stab 15 ¾”), que se tenía previsto usar según el diseño del programa de perforación.

Manejar el caudal máximo de perforación de acuerdo a las limitantes de presión de las bombas. La presencia de desperfectos recurrentes en elementos mecánicos como sellos en cuello de ganso, sistema electrónico de TDS y demás reparaciones, logran ralentizar el desempeño esperado en los trabajos.

4.2.5.4. Recomendaciones de sección de 16”.

- Aplicar el máximo diferencial al motor para alcanzar ROP instantáneos de 350 /400 pph, que se reflejaría en un ROP promedio de 110/120 pph, y por la alta tasa de corte se debe perforar con +/- 1150 GPM para mejorar la limpieza del hoyo.
- Mantener el TFA (área total de flujo) de 0.90 con ello la presión al final de la sección debe ser máximo 3850 Psi, con valores de caudal de 1000/1050 GPM al final de la sección.
- Se requiere adicionalmente jeteo permanente del flow line, a fin de garantizar condiciones altas de flujo en los retornos que eviten que se tape el mismo con presencia de gambo.
- Se recomienda, continuar con el uso de dos strings (tubería de revestimiento) en el BHA para perforar verticalmente la parte superficial de la sección de 16" ya que no se observa una ganancia importante en inclinación que nos acerque a otros cellars.
- Maximizar el flujo de trabajo para evitar problemas de gambos y optimizar el HSI, por ende, la ROP.
- Repasar dos veces cada parada, después de los 30 grados de Inclinación con 80 RPM hacia arriba y 140 RPM hacia abajo con el Power Drive para mejorar la limpieza del anular y evitar la formación de camas.
- Monitorear constantemente los valores en RT del ECD, para evitar problemas de empaquetamiento al sugerir estaciones de circulación o repasos extra.
- Realizar Down Links mientras se perfora o durante los repasos para optimizar ROP promedio.
- Se necesita crear un protocolo de verificación del estado de la mayoría de herramientas y mecanismos antes y durante la perforación, para

evitar fallas por descuido y desgaste de los implementos originando pérdidas en sentido de tiempo, recursos y dinero.

4.2.5.5. Sección de 12 ¼”

En esta sección, se tuvo varios inconvenientes especialmente con las brocas de perforación, que por su densidad (cantidad de cortadores) hacen que la broca tenga un bajo desempeño en la parte de Tiyuyacu de comportamiento plástico, y por falta de estructura de broca se tenga daño al terminar de atravesar los dos cuerpos del conglomerado, medio e inferior.

Los viajes fueron bastante satisfactorios, lo que permitió realizar los registros eléctricos y bajar el revestidor de 9 5/8” sin inconvenientes.

Los parámetros de perforación para la segunda sección son Q = 920/950 GPM PDIF = 250/400 PSI WOB de acuerdo al diferencial de presión y deben ser utilizados desde el arranque de la segunda sección, lo que ayudará en la perforación de la parte de Tiyuyacu por ser una formación bastante plástica que tiende a embolar la broca si no se tiene una buena hidráulica y limpieza, por ello, se debe utilizar píldoras de baja reología (dispersa) que ayuden a mejorar el desempeño de la broca.

Con los topes de las formaciones definidos, se deberá controlar unos 20 pies en TVD, para ello se debe disminuir el peso sobre la broca, lo que implica reducir el ROP, cruzar el lente de arena y continuar perforando con los parámetros de perforación definidos, hasta llegar al conglomerado intermedio.

Los inconvenientes en los mecanismos electrónicos y la calibración de los mismos, se hacen presente súbitamente en esta sección, lo que denota en una deficiencia en prevención de riesgos mecánicos o electrónicos por medio de una verificación previa, del cumplimiento de formatos y bitácoras de mantenimiento, estado general y garantía del equipo a utilizar.

4.2.5.6. Recomendaciones de Sección 12 ¼”

- En el conglomerado medio se debería perforar con 650/700 gpm 40 RPM WOB 5/10 KLBS hasta llegar a la formación Tena, desplazar píldora dispersa retomar los parámetros de perforación normales y

continuar perforando evitando embolar la broca, por ello, se debe retomar los parámetros de perforación de Q = 920/950 GPM ROT = 60/70 RPM PDIF = 250/350 PSI.

- Para la parte del volcánico, los parámetros óptimos de perforación serian de 900 GPM 70 RPM y peso de la broca entre 32 y 50 Klbs, el alto caudal compensaría las revoluciones de la broca en el fondo del hoyo y con ello se alcanza un ROP promedio de 15/20 pph, por la dureza de esta formación en donde sus componentes son toba y brecha que hace que se vuelva lenta la perforación con un bajo ROP y alto caudal, se esperaría que en esta formación exista lavado en esta sección.
- Continuar con el uso del sensor APWD, así monitorear el comportamiento del espacio anular durante los viajes y perforación, tener un mejor criterio para realizar una circulación intermedia o continuar sacando o perforando.
- Repasar por lo menos 3 veces por parada para mantener un ECD normal de perforación, así como para calibrar mejor el hoyo y evitar problemas durante el viaje.
- En caso de presentar inconvenientes durante el viaje, con restricciones inclusive dentro del revestidor, es preferible bajar un BHA de acondicionamiento para calibrar el hoyo y limpiarlo bien.
- En los lapsus donde el planteamiento de la operación este en un punto donde las partes involucradas de perforación no intervengan, sería necesario un tipo de evaluación o verificación de estado, tanto en la parte mecánica como electrónica para así poder adelantarse y corregir a tiempo posibles desperfectos que ralenticen el proceso de perforación.

4.2.5.7. Sección de 8 ½” y Linner 7”.

El caudal de perforación utilizado a partir de la formación U inferior fue de 380 GPM de acuerdo al programa de perforación.

En esta sección, se trabaja el valor de YP de 35, una viscosidad de embudo de 45/50 seg, con el objetivo de evitar de tener un flujo laminar que evite lavar las formaciones.

La parte de las lutitas de Napo Shale, muestran inestabilidad/derrumbo presentado en el viaje de calibración desde 10900 pies hasta 11240 pies, por lo que, se requiere incrementar la densidad para mantener la estabilidad del hoyo.

En esta sección comprometida por la presencia de zonas arcillosas y proclives a derrumbes, entrampamientos y situaciones que complican la estabilidad e integridad del pozo, se presentó un inconveniente al momento de la intervención por parte de la comunidad sobre las operaciones generales en el pozo, desalojando el campamento y prácticamente abandonando las operaciones del pozo perforado. Esto ralentizó las operaciones, ya que tomo un tiempo considerable reiniciar sistemas y recalibrar la mayoría de los instrumentos para que se coloquen en línea y puedan seguir funcionando. La lección aprendida de este acontecimiento fue establecer un plan de contingencia para la parte operativa, perforación, operarios y trabajadores, asegurando la integridad de todo el proyecto.

4.2.5.8. Recomendaciones de sección 8 ½" y Linner 7".

- Realizar pruebas con la granulometría del carbonato de calcio y obtener la mejor combinación para estas formaciones evitando la invasión a la formación.
- Considerar un aumento en la curva de densidades, para mejorar la estabilidad del hoyo.
- Se necesita implementar un sistema de apoyo, control y seguridad de la integridad de la zona del campamento, sus alrededores y sobretodo del personal y equipo, para tratar de minimizar la concurrencia e impacto de este tipo de intervención que pone en alto riesgo toda la integridad del proyecto de perforación por parte de la comunidad aledaña al proyecto.
- Es necesario realizar una socialización e inducción tanto al personal, para prevenir este tipo de incidentes, como a la comunidad aledaña, para que se conozca, entienda las consecuencias y problemas que se pueden generar al momento de producirse un tipo de intervención forzada dentro de la plataforma de perforación y así tratar de eliminar futuras posibles amenazas.
- Se necesita implementar un servicio de seguridad general para la plataforma de perforación y así controlar, evitar o atrincherar las

posibles entradas abruptas por medio de personas no autorizadas dentro del lugar de trabajo. Por lo que, se necesitará buscar una nueva manera de incluir laboralmente a las personas nativas como lo rige la ley de explotación minera e inclusión laboral.

- La configuración de este BHA tiene una tendencia a tumbar, por lo que se deben modificar parámetros para evitar una caída más abrasiva posteriormente, los 60 rpm fue una buena práctica.
- Monitorear torque y arrastre excesivo para determinar si se debe realizar una repasada extra.
- Mantener la sarta siempre en movimiento al atravesar arenas para evitar una pega diferencial.
- Continuar con el uso del Quick Survey para minimizar el riesgo de pega diferencial.
- Monitorear las variaciones de presión y comunicar inmediatamente al personal respectivo para la toma de decisiones oportunas.

4.2.6. Lecciones Aprendidas ARMB – 003 y Recomendaciones por Sección

4.2.6.1. Sección de 26”

Usar los parámetros óptimos de perforación mejoraron el ROP de la sección

Se presentaron problemas en reparaciones en conexiones en el niple de flujo, tomando tiempos para reparación e instalación de elementos mecánicos correctivos.

4.2.6.2. Recomendaciones sección de 26”

Se requiere supervisar, mejorar y pulir los cortes en bruto del casing, para poder dejar limpia el área el trabajo para poder conectar niple de flujo.

Implementar un plan de preparación y antelación del equipo que va a entrar en operación en tiempos de skit del taladro, para hacer un levantamiento técnico sobre la condición, revisar los elementos mecánicos y técnicos de los instrumentos y mecanismos necesarios para poder realizar los trabajos de una manera viable.

4.2.6.3. Sección de 16”

Casing no bajó a profundidad programada. Se optó por sacar BHA No. 2 por evidencia de apretamiento, pese a la inyección de una serie de píldoras para dispersar, lubricar y limpiar, hasta tener retornos limpios en la zaranda.

Ha existir evidencia de descenso de parámetros, seguridad de puntos apretados, se ve la necesidad de evaluar la situación para poder prever una solución adecuada.

4.2.6.4. Recomendaciones sección de 16”

- Realizar viaje de control previo a bajar el revestidor, que asegure las condiciones de hoyo en referencia a limpieza y configuración siendo las óptimas para garantizar la bajada del mismo.
- Se necesita hacer un repaso intenso en la zona para evitar las zonas apretadas
- Supervisar los parámetros de la broca (Presión y rata de perforación) para poder detectar problemas con la operación y así poder anticiparse a un taponamiento
- Realizar una supervisión y estado de la condición de los jets de la broca, para evitar posibles desperfectos mecánicos por el desgaste y uso de la pieza mecánica.
- Mejorar los parámetros de limpieza, reología del fluido de perforación, para poder supervisar la capacidad reológica del mismo, dependiendo del sector litológico que se está atravesando.

4.2.6.5. Sección de 12 ¼”

Debido a la naturaleza dura de la roca a perforar en este tramo, se tuvo una disminución en el ROP en 30 PPH teniendo un bajo avance, manteniendo constante un Q de 900 GPM, por lo que se envía píldoras cada 3 paradas de 30 Bls de píldora dispersa de 8.3 LPG por 27 segundos, más otra píldora viscosa de 30 Bls con 10.5 LPG por 80 segundos, ayudados de circulación para tener una limpieza de recortes.

Debido que no se pudo mejorar la rata de perforación y a la presencia material volcánico en las zarandas, se optó por cambiar BHA 3, mismo que presentó desgaste axial del motor aproximadamente de 5 mm por el BHA 4, para condiciones más abrasivas.

Se prueban parámetros estables y controlados para la zona de volcánico, el cual se trató con un Q (caudal) de 880 GPM, una presión de 3200 PSI, Presión Diferencial de 350 PSI, una condición rotaria de 70 RPM para mantener un ROP de 70 PPH.

Una vez diferenciada la sección volcánica para futuras perforaciones, se requiere diseñar e implementar dentro del plan de perforación parámetros adecuados para la sección y así no tener que esperar tentativamente que se supere esta conflictiva formación.

4.2.6.6. Recomendaciones sección de 12 ¼”

- Prever los inconvenientes, especialmente con el desempeño de brocas de perforación, esto debido a la incertidumbre geológica de la zona y densidad de cortadores causando bajo avance debido al comportamiento plástico en Tiyuyacu.
- Al momento de cambiar BHA, se recomienda repasar las últimas 3 paradas y posibles puntos de presión de viaje, por seguridad y para mejorar la integridad del pozo.
- Se recomienda mantener parámetros controlados en zonas de alto impacto, como volcánico para no fracturar la formación y minimizar el maltrato a los componentes de la sarta de perforación.
- Se necesita estudiar la relación de la formación volcánico, con el tipo de fluido de perforación que se usa y variar la reología para saber cuáles son los parámetros óptimos para esta sección en futuros proyectos que presenten estas condiciones litológicas.
- La recomendación es, trabajar en un diseño de broca acorde a la litología y optimización a los parámetros de perforación por ejemplo Q = 920/950 GPM y PDIF = 250/400 PSI, trabajar en la hidráulica y limpieza adicional al bombeo de píldoras de baja reología (dispersa) que ayuden a mejorar el desempeño de la broca y que sea compatible para perforar toda una sección completa con un ROP adecuada.

4.2.6.7. Sección de 8 ½” y Linner 7”.

Para el avance en la sección de 8 ½”, se realiza prueba de calibre con arroz a 6850 STK, en una píldora de limpieza de 35 BLS con circulación de 350GPM a 1500 PSI.

Al bajar el Linner, se presentó indicios de empaquetamiento, por lo que se estabilizó, bajando la sarta y circulando a 60 RPM, 230 GPM y 550 PSI.

Se presentó una nueva intervención y conflicto de la comunidad con la movilidad, al restringir el paso o circulación hacia el pozo. Este inconveniente se solucionó mediante dialogo y remediación de conflictos con los comuneros llegando a un acuerdo.

Identificado el alojamiento de esfera en asiento en setting tool, no existió sello en el asiento, se decidió circular con bajo galonaje para determinar presión de circulación con 200 GPM y 2200 PSI, se levantó la sarta y se observó la liberación del setting tool, se decidió presurizar anular para descartar comunicación anular y tubería cerrando BOP y presurizando con 300 PSI, no se observó retorno por directa ni incremento de presión descartando wash out.

4.2.6.8. Recomendaciones sección de 8 ½” y Linner 7”.

- El caudal de perforación a utilizar en la perforación a partir de la formación U debe ser optimizado considerando que la arena productora no se lave.
- Los valores de YP de 35 y una viscosidad de embudo de 45/50 seg, con el objetivo de evitar lavar las formaciones.
- Trabajar en el acondicionamiento del fluido, monitoreando el comportamiento y degradación del fluido en el pozo considerando el tiempo de exposición; en el pozo se tomó dos corridas de registros y aunque el resultado fue óptimo en estas, sería importante evaluar la posibilidad de realizar un viaje para refrescar el fluido y optimizar a la distribución de la granulometría en las paredes del pozo.
- Realizar viajes de control de las ultimas 3 paradas para asegurar la integridad general del pozo, usando parámetros controlados en la perforación, usando píldoras de limpieza.

- Crear un comité regulador para la intervención y comunicación con la comunidad, para evitar acciones abruptas que influyan con el desarrollo de los trabajos en la perforación.
- Poseer permanentemente aditamentos para controlar el pozo en caso de intervención o problemas con la comunidad, asegurando la integridad y estructura del pozo.
- Socializar con la comunidad el riesgo que se tiene en el momento que las operaciones son interrumpidas, las posibles consecuencias y problemas que conllevaría para ellos y para la empresa prestadora de servicios.
- Se debe controlar el tiempo estimado para un correcto fragüe del cemento sin ser tan extenso, como el presentado en el pozo que fue de 43 horas.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES.

- Los tiempos no productivos en la perforación, se pueden presentar por cuatro cuestiones principales, las cuales son: Desperfectos mecánicos en los equipos de perforación, impericia en la manipulación y control de los equipos, falla técnica en la programación y ejecución del plan de perforación y factores externos no programados que alteran los trabajos de perforación

- La existencia de tiempos no productivos por fallas mecánicas en los mecanismos e instrumentos de perforación, en una torre recién llegada, armada y adecuada, muestra un problema en los trabajos preventivos y correctivos de la maquinaria de perforación, en la garantía de equipos, o incumplimiento en las bitácoras y controles de mantenimiento o recambio de piezas.

- Es necesario tener en cuenta que la manera de perforar pozos en el oriente ecuatoriano, ha llevado a tener constante la manera y la forma de hacerlo, haciéndolo rutina, más que un proceso técnico especializado, por lo que cuando se presentan nuevas litologías o formaciones desconocidas (volcánico), el proceso se descontrola acarreando posibles problemas que se traducen en tiempos no productivos de perforación.

- La presencia de problemas en el cumplimiento y desarrollo, del plan de trabajo e inclusión del personal, pueden acarrear descoordinación entre las líneas de trabajo, seguridad y cumplimiento de los estándares de control del personal

capacitado y necesario para el desarrollo de los diferentes trabajos de perforación, lo cual llevaría a cometer problemas que representarían tiempos no productivos y demás riesgos laborales.

- La capacitación de socialización de derechos y obligaciones laborales entre la empresa operadora, las empresas prestadoras de servicio y la comunidad, son ineficientes o inexistente por lo que, se han presentado inconvenientes con los mismo, que han causado retrasos y tiempos no productivos en la perforación.

- Según el contrato vigente para las perforaciones, en el campo Armadillo – B, el costo unitario por pozo es de $4´970 000 dólares, valor que incluye trabajos de perforación, completación inicial, obras civiles, logística y SSA (Seguridad, Salud y Medio Ambiente), debido a la presencia de significantes tiempos no productivos los costos de perforación de ARMB – 002 ($ 4´518 817.66 dólares) y la completación del mismo pozo ($ 1´179 709.23 dólares), sobrepasan por bastante el presupuesto, sin tomar en cuenta los otros costos necesarios para los trabajos del pozo, al igual que el ARMB – 003 cuya perforación ($3´479 655.68 dólares) y completación ($1´342 618.02 dólares), se acercan a todo el presupuesto que se tiene por pozo, generando pérdidas o falta de ganancias en la empresa contratista EcuaServoil.

- Los tiempos no productivos en el pozo ARMB – 002, fueron 203.5 horas, convertidos en 8.48 días de NPT que representan el 25.1% en comparación al tiempo total de la perforación, lo que a como resultado un costo de $ 835 067 dólares en tiempos no productivos en la perforación.

- En el pozo ARMB – 003, los tiempos no productivos fueron 119.5 horas, lo que en días es 4.98 días, representando un 16.4% de los NPT en comparación al tiempo total de perforación, mismo que se evaluó en $ 576 641 dólares.

- En un proceso ideal de perforación, donde no existiera ningún altercado, situación, daño o problema en el proceso de perforación, se podría llegar a cumplir con los trabajos en 25.5 días.

- Usando las lecciones aprendidas en estos dos pozos, controlando parámetros en la perforación por sección, se podría manejar los tiempos eficientemente, lo que implicaría un 90% mínimo de tiempo productivo en la perforación.

- De los dos pozos analizados en el campo Armadillo B, se constató que mayor influencia en tiempo no productivos se dio en las secciones de 7”, misma que en los dos casos fueron las que más costos representaron por sección.

- Debido a la información analizada se concluye que, para la perforación de estos pozos el costo por hora más elevado es en la sección de 16”.

- Debido a la naturaleza nueva de la formación volcánica en la perforación de campos petroleros en el oriente ecuatoriano es imperativo, regular parámetros y perforar bajo las recomendaciones y lecciones aprendidas que se propone en este trabajo de titulación.

- Del análisis de la curva de Profundidad versus Tiempos de los dos pozos ARMB – 002 y ARMB - 003, se obtiene que, la media ideal para la perforación de estos pozos en el campo Armadillo B son de 25.4 días.

- Cuando se determina el costo de la perforación en relación a la hora de trabajo, es imperativo detallar el costo por hora de cada sección, ya que sus valores distan mucho de los valores estimados que se reportan en la perforación.

- Es necesario implementar un plan para garantizar la eficiencia en el desarrollo del proyecto en cada sección, sin importar que sea la sección más barata o más cara de perforar, ya que la mayor pérdida presentada en estas perforaciones fue en la sección más barata, pero con más horas no productivas.

- Es imperativo para la eficiencia de la perforación y del desarrollo del proyecto medir riesgo que se corre con el tiempo no productivo y su costo por sección para, usando las lecciones aprendidas tener una idea, de donde implementar planes de contingencia y respaldo de la integridad de la perforación, para que

el desarrollo de la misma no corra riesgos y no produzca tiempos no productivos.

- Los costos de perforación por sección debido a la variabilidad de los tiempos empleados en el desarrollo del trabajo no son aparentes entre un pozo y otro, tal como es el caso entre ARMB – 002 y ARMB – 003, lo que resalta la variabilidad que son los tiempos no productivos.

5.2. RECOMENDACIONES

- Para disminuir y controlar los problemas mecánicos que suscitan tiempos no productivos, se recomienda, constatar el cumplimiento del libro normal de mantenimiento y sus bitácoras operacionales, para poder evaluar las condiciones de los equipos y poder prever, fallas por: desgaste, uso excesivo, falta de mantenimiento preventivo y correctivo, o falta de especificaciones de garantía de la maquinaria, accesorios e implementos necesarios para perforación.

- Se exhorta hacer uso de, pruebas y estudios para poder conocer mejor la interacción de los fluidos de control con las nuevas características geológicas presentadas en este caso, y así mejorar la eficiencia en los trabajos.

- Hasta que existan, referencias en estudios sobre la perforación de las formaciones nuevas como volcánico, se necesita operar con los parámetros que funcionaron en estas perforaciones

- El control y la fiscalización del estado en que se encuentran las herramientas, maquinarias y equipos que se van a implementar en la perforación, es recomendable un mayor control e importancia, para minimizar y prever fallas en los mismos.

- Se requiere el uso, estudio y socialización de los problemas suscitados en estas perforaciones y de sus lecciones aprendidas, para prever situaciones, que puedan generar tiempos no productivos.

- Es imperativo la creación de un departamento de solución de conflictos, que labore aparte de los trabajos de perforación, para minimizar los altercados, inconvenientes y disturbios generados por las comunidades aledañas.

- Es necesario, buscar otra manera de incluir laboralmente a la comunidad, fuera de los trabajos de la plataforma de perforación, ya que representan un riesgo alto de incertidumbre, sobre la continuidad de los trabajos, lo que conlleva a tiempos no productivos, generando costos.

- Se exhorta que para cada sección mantener los parámetros que se analizaron en las lecciones aprendidas del capítulo IV.

- De la media ideal, se puede mejorar los resultados y bajar el tiempo de perforación si se usan los parámetros recomendados para la perforación de cada sección.

- Para sección 16", con broca PDC 16" U519SBCEGU más 9 5/8" MOTOR (CAMISA 15 3/4") más FLOAT SUB más 14 3/4 ESTABILIZADOR más PONY MONEL más MWD más UBHO más MONEL más X-over, con los siguientes parámetros, (8/12 – 5/18) klbs WOB. (600 – 1030) gpm. 1100/1400 psi, 40/60 rpm, 14/18 klbf tq,
    - Sección 12 ¼", con broca Z5164R, near bit, 8" drill collar, 12" estabilizador, pony monel, MWD, xover, 6 1/2" 3 drill collar, y parámetros controlados de 800 gpm, 2450 psi, 110 rpm, 12/18 klbs, 22/26 klbs,a 40 rpm.
    - Sección 8 ¼" y 7", broca 8 1/2" PDC MSI616UPX (jets 6x12 tfa 0.663), con motor 6 3/4", MWD, controlando parámetros, 250 gpm a 700 psi / 300 gpm 800 psi/ 20 rpm con 18/21 klbf / 30 rpm con 20/21 klbf.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Amores, L. (1996). *Evaluación del Analisis Técnico-Económico del Area Armadillo, Petroproducción.* Quito-Ecuador: N/A.

Angostos Acedo, M. (17 de Enero de 2017). *Las lecciones aprendidas y su importancia.* Obtenido de https://www.eoi.es/blogs/mcalidadon/2017/01/19/las-lecciones-aprendidas-y-su-importancia/

Angostos, A. M. (17 de Enero de 2017). *Las lecciones aprendidas y su importancia.* Obtenido de https://www.eoi.es/blogs/mcalidadon/2017/01/19/las-lecciones-aprendidas-y-su-importancia/

Avila García , G. (01 de Enero de 2016). *El análisis de los tiempos no productivos como herramienta para la descripción de los problemas durante la perforación.* Obtenido de UNAM: 132.248.52.100:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/12223/tesis_ip.pdf?sequence=1, http://132.248.52.100:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/12223

Barragán Roberto, B. P. (2004). *La Cuenca Oriente: Geologia y Petróleo.* Quito - Ecuador: SIPEC Ecuador y PETROBRAS Ecuador.

Barreto Dimitri. (01 de Abril de 2014). *El Comercio.* Obtenido de En Armadillo, zona de viejo ataque taromenane, habrá pozos de crudo: https://www.elcomercio.com/actualidad/seguridad/armadillo-zona-viejo-ataque.html

Cortés Llerena, C. F. (24 de Abril de 2014). *La Inestabilidad de la Perforación.* Obtenido de https://prezi.com/d0siy_eabuar/5-la-inestabilidad-de-la-perforacion/

Cortés, L. C. (24 de Abril de 2014). *La Inestabilidad de la Perforación.* Obtenido de https://prezi.com/d0siy_eabuar/5-la-inestabilidad-de-la-perforacion/

Ecofinanzas, (01 de Enero de 2019). *Utilidad.* Obtenido de https://www.eco-finanzas.com/diccionario/U/UTILIDAD.htm

Ecuadorinmediato. (01 de Marzo de 2009). *Campo petrolero Armadillo será explotado por Gran Colombia.* Obtenido de http://www.ecuadorinmediato.com/index.php?module=Noticias&func=news_user_view&id=98958#

ECUASERVOIL - SDT. (2017). *REPORTE FINAL ARMADILLO B - 002.* Quito-Ecuador: N/A.

ECUASERVOIL. (2017). *Informe Final Armadillo B - 003.* Quito-Ecuador: N/A.

ECUASERVOIL ARMB-003. (2017). *Informe Final Armadillo B - 003.* Quito-Ecuador: N/A.

ECUASERVOIL, O. S. (2015). *Pozos Propuestos Campo Armadillo.* Quito - Ecuador: N/A.

ECUASERVOIL, O. S. (2016). *Resumen Ejecutivo Campo Armadillo.* Quito-Ecuador: N/A.

eltelegrafo, (10 de Febrero de 2015). *EL Telegrafo.* Obtenido de Empresa bielorrusa invertirá $146,07 millones en campo Armadillo: https://www.eltelegrafo.com.ec/noticias/economia/4/empresa-bielorrusa-invertira-14607-millones-en-campo-armadillo

Emprendepyme, (01 de Enero de 2019). *Que es un presupuesto.* Obtenido de https://www.emprendepyme.net/que-es-un-presupuesto.html

Gonzales, C. (27 de Marzo de 2008). *PROBLEMATICA EN CEMENTACION DE POZOS.* Obtenido de http://carlosjgonzalezl.blogspot.com/

Hermandez, M. (24 de Marzo de 2017). *Control de Brotes y Descontrol de Pozos Petroleros.* Obtenido de https://es.slideshare.net/manueloctavioh/control-de-brotes-y-descontrol-de-pozos-petroleros

Hernandez , H., & Lemus, D. (06 de Abril de 2015). *Modelo en series de tiempo para la tasa depenetración de un pozo de petróleo dereferencia: Caso Puerto Boyacá - Colombia.* Obtenido de Universidad EAFIT: http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:http://www.scielo.org.co/pdf/ince/v11n22/v11n22a07.pdf

Kastillo, G. (2016). *Resumen Ejecutivo Armadillo ECUASERVOIL.* Quito-Ecuador: N/A.

Lazcano, K. (01 de 01 de 2018). *Conceptos de estabilidad e inestabilidad aplicado al proceso de perforación de pozos petroleros.* Obtenido de https://www.monografias.com/trabajos85/aplicaciones-del-concepto-estabilidad-perforacion-pozos/aplicaciones-del-concepto-estabilidad-perforacion-pozos.shtml

Limberg Tola, M. (25 de Julio de 2013). *Costos de Perforacion .* Obtenido de https://es.slideshare.net/limbergtolamayta/costos-deperforacion

Loaiza, M., Ayala, D., Henrry, T., & Ayala, S. (01 de Enero de 2018). *Tiempo no productivo en pozos de dos secciones, caso de estudio Ecuador.* Obtenido de Revista Fuentes: https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/8545/8486

Madrid, M. (01 de Marzo de 2016). *Pegadura de Tubería de Perforación.* Obtenido de Portal del Petroleo: http://www.portaldelpetroleo.com/2016/03/pegadura-de-tuberia-de-perforacion_20.html

Molina, A., & Araujo, V. (18 de Febrero de 2015). *Inteligencia Petrolera.* Obtenido de Acuerdo con Petroamazonas EMPRESA BIELORRUSA INVERTIRÁ 146 MILLONES DE DÓLARES EN ECUADOR.: http://inteligenciapetrolera.com.co/inicio/acuerdo-con-petroamazonas-empresa-bielorrusa-invertira-146-millones-de-dolares-en-ecuador-por-victor-hugo-araujo/

Morán, O. E. (01 de Diciembre de 2014). *ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS LECCIONES APRENDIDAS Y FACTORES QUE PROVOCAN LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS DE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO OSO DE LA AMAZONÍA ECUATORIANA A PARTIR DEL AÑO 2013 A LA PRESENTE FECHA.* Obtenido de REPOSITORIO UTE: http://repositorio.ute.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/5266/58819_1.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Peiró, A., & Sevilla , A. (01 de Enero de 2019). *Economipedia.* Obtenido de Precio: https://economipedia.com/definiciones/precio.html

Petroblogger. (01 de Noviembre de 2010). *PESCA EN LA INDUSTRIA PETROLERA.* Obtenido de Operacion de pesca: http://www.ingenieriadepetroleo.com/pesca-en-la-industria-petrolera/

PETROGUARD, (2016). *Resumen Ejecutivo Armadillo.* Quito-Ecuador: N/A.

PETROPRODUCCIÓN, (1994). *Informe Geológico Final del Pozo Exploratorio Armadillo-1 .* Quito - Ecuador : N/A.

PETROPRODUCCIÒN, (1995). *Plan de Desarrollo del pozo Armadillo-1.* Quito-Ecuador: N/A.

PETROPRODUCCIÓN, (2004). *Estudio de Ingenieria de Yacimientos, Campo Armadillo.* Quito-Ecuador: N/A.

PETROPRODUCCIÓN, (2004). *Estudio de Ingenieria de Yacimientos, Campo Armadillo.* Quito-Ecuador: N/A.

Ramirez, G. L. (01 de 11 de 2017). *DSpace UCE.* Obtenido de http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/13262/1/T-UCE-0012-69-2017.pdf

Rhodes, C. (01 de Enero de 2016). *La planificación inteligente reduce el tiempo no productivo.* Obtenido de https://www.slb.com/~/media/Files/resources/oilfield_review/spanish01/aut01/editorial.pdf

Schlumberger, (01 de Enero de 2019). *Pérdida de circulación.* Obtenido de Oilfield Glossary en Español: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/l/lost_circulation.aspx

SECRETARIA DE HIDROCARBUROS. (2012). *MAPA CATASTRAL DE BLOQUES PETROLEROS.* Quito-Ecuador: N/A.

SiigoSoftware. (01 de Enero de 2018). *Cotizacion definicion .* Obtenido de https://www.siigo.com/blog/contador/que-es-una-cotizacion/

Suariaga, L. A. (16 de 02 de 2009). *DSpace en ESPOL.* Obtenido de http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/138

Trujillo, D., & Ayala, R. (01 de Febrero de 2016). *ANÁLSIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL TIEMPO NO PRODUCTIVO (NPT) EN LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN DEL CAMPO OSO.* Obtenido de Repositario Digital - EPN: bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/14092

Well Cap. (19 de Abril de 2013). *Brotes Petroleros.* Obtenido de Scribd: https://es.scribd.com/document/265802579/BROTES-PETROLEROS

Wright, C. (01 de Enero de 1988). *Volcanic Successions Modern and Ancient.* Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/279377706_Volcanic_Successions_Modern_and_Ancient

ANEXOS

ANEXOS.

ANEXO. 1. Curva de Tiempo vs Profundidad ARMB – 002, Tiempos Productivos

date		time	cum time	cum time	depth	Phase	Rig Move	Drilling	Tripping	Circulating and mud conditioning	Wash and Ream	R/U & Logging	R/U & L/D BHA & R/U DP	R/U &Runing Casing	R/U & Cementing	D/O Cement, test Csg & FIT	Well Head / BOP	Safety Meetings	Other Prod. Time	Paid Rig Service*	Productive Time (hrs)	Productive Time (Days)	Cummulative Productive time (days)
From	To	hrs	hrs	days	ft																		
			0	0	0																		
23-abr-17 22:00	23-abr-17 22:00	0.00	0.0	0.00	0	26"															0.00	0.00	0.00
23-abr-17 22:00	24-abr-17 00:00	2.00	2.0	0.08	0	26"							2.00								2.00	0.08	0.08
24-abr-17 00:00	24-abr-17 01:30	1.50	3.5	0.15	75	26"		1.50													1.50	0.06	0.15
24-abr-17 01:30	24-abr-17 02:00	0.50	4.0	0.17	75	26"			0.50												0.50	0.02	0.17
24-abr-17 02:00	24-abr-17 08:30	6.50	10.5	0.44	262	26"		6.50													6.50	0.27	0.44
24-abr-17 08:30	24-abr-17 09:00	0.50	11.0	0.46	262	26"			0.50												0.50	0.02	0.46
24-abr-17 09:00	24-abr-17 09:30	0.50	11.5	0.48	262	26"													0.50		0.50	0.02	0.48
24-abr-17 09:30	24-abr-17 10:30	1.00	12.5	0.52	262	26"							1.00								1.00	0.04	0.52
24-abr-17 10:30	24-abr-17 11:00	0.50	13.0	0.54	262	26"							0.50								0.50	0.02	0.54
24-abr-17 11:00	24-abr-17 21:00	10.00	23.0	0.96	262	26"															0.00	0.00	0.54
24-abr-17 21:00	24-abr-17 21:30	0.50	23.5	0.98	262	26"			0.50												0.50	0.02	0.56
24-abr-17 21:30	24-abr-17 22:00	0.50	24.0	1.00	262	26"				0.50											0.50	0.02	0.58
24-abr-17 22:00	24-abr-17 23:30	1.50	25.5	1.06	262	26"			1.50												1.50	0.06	0.65
24-abr-17 23:30	25-abr-17 06:00	6.50	32.0	1.33	262	26"								6.50							6.50	0.27	0.92
25-abr-17 06:00	25-abr-17 07:00	1.00	33.0	1.38	262	26"												1.00			1.00	0.04	0.96
25-abr-17 07:00	25-abr-17 10:00	3.00	36.0	1.50	262	26"									3.00						3.00	0.13	1.08
25-abr-17 10:00	25-abr-17 11:30	1.50	37.5	1.56	262	26"									1.50						1.50	0.06	1.15
25-abr-17 11:30	25-abr-17 16:00	4.50	42.0	1.75	262	26"													4.50		4.50	0.19	1.33
25-abr-17 16:00	25-abr-17 17:00	1.00	43.0	1.79	262	16"												1.00			1.00	0.04	1.38
25-abr-17 17:00	25-abr-17 21:00	4.00	47.0	1.96	262	16"							4.00								4.00	0.17	1.54
25-abr-17 21:00	25-abr-17 21:30	0.50	47.5	1.98	270	16"													0.50		0.50	0.02	1.56
25-abr-17 21:30	25-abr-17 22:00	0.50	48.0	2.00	270	16"				0.50											0.50	0.02	1.58
25-abr-17 22:00	26-abr-17 01:30	3.50	51.5	2.15	477	16"		3.50													3.50	0.15	1.73
26-abr-17 01:30	26-abr-17 02:30	1.00	52.5	2.19	477	16"													1.00		1.00	0.04	1.77
26-abr-17 02:30	26-abr-17 05:00	2.50	55.0	2.29	656	16"		2.50													2.50	0.10	1.88
26-abr-17 05:00	26-abr-17 05:30	0.50	55.5	2.31	656	16"															0.00	0.00	1.88
26-abr-17 05:30	26-abr-17 06:00	0.50	56.0	2.33	670	16"															0.00	0.00	1.88
26-abr-17 06:00	26-abr-17 09:30	3.50	59.5	2.48	1051	16"		3.50													3.50	0.15	2.02
26-abr-17 09:30	26-abr-17 10:00	0.50	60.0	2.50	1051	16"							0.50								0.50	0.02	2.04
26-abr-17 10:00	26-abr-17 11:00	1.00	61.0	2.54	1051	16"													1.00		1.00	0.04	2.08
26-abr-17 11:00	26-abr-17 12:00	1.00	62.0	2.58	1051	16"							1.00								1.00	0.04	2.13
26-abr-17 12:00	27-abr-17 01:00	13.00	75.0	3.13	2523	16"		13.00													13.00	0.54	2.67
27-abr-17 01:00	27-abr-17 01:30	0.50	75.5	3.15	2523	16"				0.50											0.50	0.02	2.69
27-abr-17 01:30	27-abr-17 06:00	4.50	80.0	3.33	3110	16"		4.50													4.50	0.19	2.88
27-abr-17 06:00	27-abr-17 22:00	16.00	96.0	4.00	4770	16"		16.00													16.00	0.67	3.54
27-abr-17 22:00	28-abr-17 00:00	2.00	98.0	4.08	4770	16"															0.00	0.00	3.54
28-abr-17 00:00	28-abr-17 02:00	2.00	100.0	4.17	4770	16"				2.00											2.00	0.08	3.63
28-abr-17 02:00	28-abr-17 06:00	4.00	104.0	4.33	5080	16"		4.00													4.00	0.17	3.79
28-abr-17 06:00	28-abr-17 08:00	2.00	106.0	4.42	5080	16"															0.00	0.00	3.79
28-abr-17 08:00	29-abr-17 01:00	17.00	123.0	5.13	6449	16"		17.00													17.00	0.71	4.50

29-abr-17 01:00	29-abr-17 03:00	2.00	125.0	5.21	6449	16"				2.00											2.00	0.08	4.58
29-abr-17 03:00	29-abr-17 05:00	2.00	127.0	5.29	6449	16"			2.00												2.00	0.08	4.67
29-abr-17 05:00	29-abr-17 06:00	1.00	128.0	5.33	6449	16"				1.00											1.00	0.04	4.71
29-abr-17 06:00	29-abr-17 09:30	3.50	131.5	5.48	6449	16"			3.50												3.50	0.15	4.85
29-abr-17 09:30	29-abr-17 11:00	1.50	133.0	5.54	6449	16"				1.50											1.50	0.06	4.92
29-abr-17 11:00	29-abr-17 13:00	2.00	135.0	5.63	6449	16"			2.00												2.00	0.08	5.00
29-abr-17 13:00	29-abr-17 16:00	3.00	138.0	5.75	6449	16"				3.00											3.00	0.13	5.13
29-abr-17 16:00	29-abr-17 22:30	6.50	144.5	6.02	6449	16"			6.00									0.50			6.50	0.27	5.40
29-abr-17 22:30	30-abr-17 00:30	2.00	146.5	6.10	6449	16"							2.00								2.00	0.08	5.48
30-abr-17 00:30	30-abr-17 01:00	0.50	147.0	6.13	6449	16"													0.50		0.50	0.02	5.50
30-abr-17 01:00	30-abr-17 01:30	0.50	147.5	6.15	6449	16"												0.50			0.50	0.02	5.52
30-abr-17 01:30	30-abr-17 02:30	1.00	148.5	6.19	6449	16"													1.00		1.00	0.04	5.56
30-abr-17 02:30	30-abr-17 03:00	0.50	149.0	6.21	6449	16"													0.50		0.50	0.02	5.58
30-abr-17 03:00	30-abr-17 09:00	6.00	155.0	6.46	6449	16"							6.00								6.00	0.25	5.83
30-abr-17 09:00	30-abr-17 09:30	0.50	155.5	6.48	6449	16"				0.50											0.50	0.02	5.85
30-abr-17 09:30	30-abr-17 14:30	5.00	160.5	6.69	6449	16"							5.00								5.00	0.21	6.06
30-abr-17 14:30	30-abr-17 15:00	0.50	161.0	6.71	6449	16"				0.50											0.50	0.02	6.08
30-abr-17 15:00	30-abr-17 15:30	0.50	161.5	6.73	6449	16"												0.50			0.50	0.02	6.10
30-abr-17 15:30	30-abr-17 21:30	6.00	167.5	6.98	6449	16"															0.00	0.00	6.10
30-abr-17 21:30	1-may-17 02:00	4.50	172.0	7.17	6449	16"									4.50						4.50	0.19	6.29
1-may-17 02:00	1-may-17 02:00	0.00	172.0	7.17	6449	16"															0.00	0.00	6.29
1-may-17 02:00	1-may-17 06:00	4.00	176.0	7.33	6449	16"													4.00		4.00	0.17	6.46
1-may-17 06:00	1-may-17 19:00	13.00	189.0	7.88	6449	16"											13.00				13.00	0.54	7.00
1-may-17 19:00	1-may-17 19:30	0.50	189.5	7.90	6449	12 1/4"												0.50			0.50	0.02	7.02
1-may-17 19:30	2-may-17 00:00	4.50	194.0	8.08	6449	12 1/4"							4.50								4.50	0.19	7.21
2-may-17 00:00	2-may-17 06:00	6.00	200.0	8.33	6449	12 1/4"		6.00													6.00	0.25	7.46
2-may-17 06:00	2-may-17 07:00	1.00	201.0	8.38	6449	12 1/4"			1.00												1.00	0.04	7.50
2-may-17 07:00	2-may-17 07:30	0.50	201.5	8.40	6449	12 1/4"				0.50											0.50	0.02	7.52
2-may-17 07:30	2-may-17 08:00	0.50	202.0	8.42	6449	12 1/4"											0.50				0.50	0.02	7.54
2-may-17 08:00	2-may-17 10:30	2.50	204.5	8.52	6449	12 1/4"				2.50											2.50	0.10	7.65
2-may-17 10:30	2-may-17 11:00	0.50	205.0	8.54	6449	12 1/4"										0.50					0.50	0.02	7.67
2-may-17 11:00	3-may-17 00:00	13.00	218.0	9.08	7428	12 1/4"		13.00													13.00	0.54	8.21
3-may-17 00:00	3-may-17 02:00	2.00	220.0	9.17	7490	12 1/4"		2.00													2.00	0.08	8.29
3-may-17 02:00	3-may-17 06:00	4.00	224.0	9.33	7686	12 1/4"		4.00													4.00	0.17	8.46
3-may-17 06:00	3-may-17 13:00	7.00	231.0	9.63	7850	12 1/4"		7.00													7.00	0.29	8.75
3-may-17 13:00	3-may-17 15:00	2.00	233.0	9.71	7850	12 1/4"				2.00											2.00	0.08	8.83
3-may-17 15:00	4-may-17 06:00	15.00	248.0	10.33	8270	12 1/4"		15.00													15.00	0.63	9.46
4-may-17 06:00	4-may-17 08:00	2.00	250.0	10.42	8270	12 1/4"		2.00													2.00	0.08	9.54
4-may-17 08:00	5-may-17 06:00	22.00	272.0	11.33	8270	12 1/4"															0.00	0.00	9.54
5-may-17 06:00	5-may-17 13:00	7.00	279.0	11.63	8530	12 1/4"		7.00													7.00	0.29	9.83
5-may-17 13:00	5-may-17 21:00	8.00	287.0	11.96	8726	12 1/4"		8.00													8.00	0.33	10.17
5-may-17 21:00	5-may-17 22:00	1.00	288.0	12.00	8726	12 1/4"				1.00											1.00	0.04	10.21
5-may-17 22:00	6-may-17 06:00	8.00	296.0	12.33	8810	12 1/4"		8.00													8.00	0.33	10.54
6-may-17 06:00	6-may-17 07:30	1.50	297.5	12.40	8827	12 1/4"		1.50													1.50	0.06	10.60
6-may-17 07:30	7-may-17 04:00	20.50	318.0	13.25	8827	12 1/4"															0.00	0.00	10.60
7-may-17 04:00	7-may-17 04:00	0.00	318.0	13.25	8827	12 1/4"															0.00	0.00	10.60
7-may-17 04:00	7-may-17 04:00	0.00	318.0	13.25	8827	12 1/4"															0.00	0.00	10.60
7-may-17 04:00	7-may-17 04:00	0.00	318.0	13.25	8827	12 1/4"															0.00	0.00	10.60
7-may-17 04:00	7-may-17 04:00	0.00	318.0	13.25	8827	12 1/4"															0.00	0.00	10.60
7-may-17 04:00	7-may-17 04:00	0.00	318.0	13.25	8827	12 1/4"															0.00	0.00	10.60
7-may-17 04:00	7-may-17 04:00	0.00	318.0	13.25	8827	12 1/4"															0.00	0.00	10.60
7-may-17 04:00	7-may-17 04:00	0.00	318.0	13.25	8827	12 1/4"															0.00	0.00	10.60
7-may-17 04:00	7-may-17 05:30	1.50	319.5	13.31	8827	12 1/4"														1.50	1.50	0.06	10.67
7-may-17 05:30	7-may-17 07:00	1.50	321.0	13.38	8827	12 1/4"															0.00	0.00	10.67
7-may-17 07:00	7-may-17 07:00	0.00	321.0	13.38	8827	12 1/4"															0.00	0.00	10.67

7-may-17 07:00	7-may-17 07:00	0.00	321.0	13.38	8827	12 1/4"															0.00	0.00	10.67
7-may-17 07:00	7-may-17 16:30	9.50	330.5	13.77	9366	12 1/4"			9.50												9.50	0.40	11.06
7-may-17 16:30	7-may-17 20:00	3.50	334.0	13.92	9424	12 1/4"			3.50												3.50	0.15	11.21
7-may-17 20:00	8-may-17 04:00	8.00	342.0	14.25	9481	12 1/4"			8.00												8.00	0.33	11.54
8-may-17 04:00	8-may-17 05:00	1.00	343.0	14.29	9481	12 1/4"				1.00											1.00	0.04	11.58
8-may-17 05:00	8-may-17 07:00	2.00	345.0	14.38	9481	12 1/4"															0.00	0.00	11.58
8-may-17 07:00	8-may-17 13:00	6.00	351.0	14.63	9481	12 1/4"			6.00												6.00	0.25	11.83
8-may-17 13:00	8-may-17 15:00	2.00	353.0	14.71	9481	12 1/4"				2.00											2.00	0.08	11.92
8-may-17 15:00	8-may-17 16:00	1.00	354.0	14.75	9481	12 1/4"			1.00												1.00	0.04	11.96
8-may-17 16:00	8-may-17 16:30	0.50	354.5	14.77	9481	12 1/4"												0.50			0.50	0.02	11.98
8-may-17 16:30	8-may-17 17:30	1.00	355.5	14.81	9481	12 1/4"							1.00								1.00	0.04	12.02
8-may-17 17:30	8-may-17 18:00	0.50	356.0	14.83	9481	12 1/4"														0.50	0.50	0.02	12.04
8-may-17 18:00	8-may-17 19:00	1.00	357.00	14.88	9481	12 1/4"							1.00								1.00	0.04	12.08
8-may-17 19:00	9-may-17 03:30	8.50	365.5	15.23	9481	12 1/4"			8.50												8.50	0.35	12.44
9-may-17 03:30	9-may-17 04:00	0.50	366.0	15.25	9481	12 1/4"				0.50											0.50	0.02	12.46
9-may-17 04:00	9-may-17 06:00	2.00	368.0	15.33	9500	12 1/4"		2.00													2.00	0.08	12.54
9-may-17 06:00	9-may-17 18:00	12.00	380.0	15.83	9639	12 1/4"		12.00													12.00	0.50	13.04
9-may-17 18:00	9-may-17 18:30	0.50	380.50	15.85	9639	12 1/4"														0.50	0.50	0.02	13.06
9-may-17 18:30	10-may-17 06:00	11.50	392.0	16.33	9750	12 1/4"		11.50													11.50	0.48	13.54
10-may-17 06:00	11-may-17 04:30	22.50	414.5	17.27	10000	12 1/4"		22.50													22.50	0.94	14.48
11-may-17 04:30	11-may-17 05:00	0.50	415.0	17.29	10005	12 1/4"				0.50											0.50	0.02	14.50
11-may-17 05:00	11-may-17 06:00	1.00	416.0	17.33	10005	12 1/4"		1.00													1.00	0.04	14.54
11-may-17 06:00	11-may-17 08:00	2.00	418.0	17.42	10013	12 1/4"		2.00													2.00	0.08	14.63
11-may-17 08:00	11-may-17 08:30	0.50	418.5	17.44	10013	12 1/4"				0.50											0.50	0.02	14.65
11-may-17 08:30	11-may-17 10:00	1.50	420.0	17.50	10013	12 1/4"			1.50												1.50	0.06	14.71
11-may-17 10:00	11-may-17 13:00	3.00	423.00	17.63	10013	12 1/4"				3.00											3.00	0.13	14.83
11-may-17 13:00	11-may-17 20:00	7.00	430.0	17.92	10013	12 1/4"			7.00												7.00	0.29	15.13
11-may-17 20:00	11-may-17 20:30	0.50	430.5	17.94	10013	12 1/4"												0.50			0.50	0.02	15.15
11-may-17 20:30	11-may-17 22:30	2.00	432.5	18.02	10013	12 1/4"															0.00	0.00	15.15
11-may-17 22:30	11-may-17 23:00	0.50	433.0	18.04	10013	12 1/4"												0.50			0.50	0.02	15.17
11-may-17 23:00	12-may-17 06:00	7.00	440.00	18.33	10013	12 1/4"						7.00									7.00	0.29	15.46
12-may-17 06:00	12-may-17 09:00	3.00	443.0	18.46	10013	12 1/4"						3.00									3.00	0.13	15.58
12-may-17 09:00	12-may-17 10:00	1.00	444.0	18.50	10013	12 1/4"													1.00		1.00	0.04	15.63
12-may-17 10:00	13-may-17 04:00	18.00	462.0	19.25	10013	12 1/4"								18.00							18.00	0.75	16.38
13-may-17 04:00	13-may-17 06:00	2.00	464.0	19.33	10013	12 1/4"				2.00											2.00	0.08	16.46
13-may-17 06:00	13-may-17 10:30	4.50	468.5	19.52	10013	12 1/4"									4.50						4.50	0.19	16.65
13-may-17 10:30	13-may-17 13:00	2.50	471.0	19.63	10013	12 1/4"											2.50				2.50	0.10	16.75
13-may-17 13:00	13-may-17 14:00	1.00	472.0	19.67	10013	12 1/4"												1.00			1.00	0.04	16.79
13-may-17 14:00	13-may-17 16:00	2.00	474.0	19.75	10013	8 1/2"							2.00								2.00	0.08	16.88
13-may-17 16:00	14-may-17 01:00	9.00	483.0	20.13	10013	8 1/2"			9.00												9.00	0.38	17.25
14-may-17 01:00	14-may-17 04:00	3.00	486.0	20.25	10013	8 1/2"										3.00					3.00	0.13	17.38
14-may-17 04:00	14-may-17 06:00	2.00	488.0	20.33	10013	8 1/2"				2.00											2.00	0.08	17.46
14-may-17 06:00	14-may-17 07:00	1.00	489.0	20.38	10013	8 1/2"										1.00					1.00	0.04	17.50
14-may-17 07:00	15-may-17 06:00	23.00	512.0	21.33	10350	8 1/2"		23.00													23.00	0.96	18.46
15-may-17 06:00	16-may-17 05:00	23.00	535.0	22.29	11240	8 1/2"		23.00													23.00	0.96	19.42
16-may-17 05:00	16-may-17 06:30	1.50	536.5	22.35	11240	8 1/2"				1.50											1.50	0.06	19.48
16-may-17 06:30	16-may-17 09:00	2.50	539.0	22.46	11240	8 1/2"			2.50												2.50	0.10	19.58
16-may-17 09:00	16-may-17 10:00	1.00	540.0	22.50	11240	8 1/2"				1											1.00	0.04	19.63
16-may-17 10:00	16-may-17 11:00	1.00	541.0	22.54	11240	8 1/2"			1.00												1.00	0.04	19.67
16-may-17 11:00	16-may-17 14:00	3.00	544.0	22.67	11240	8 1/2"				3.00											3.00	0.13	19.79
16-may-17 14:00	16-may-17 16:00	2.00	546.0	22.75	11240	8 1/2"															0.00	0.00	19.79
16-may-17 16:00	16-may-17 17:00	1.00	547.0	22.79	11240	8 1/2"															0.00	0.00	19.79
16-may-17 17:00	16-may-17 22:00	5.00	552.0	23.00	11240	8 1/2"			5.00												5.00	0.21	20.00
16-may-17 22:00	16-may-17 22:30	0.50	552.5	23.02	11240	8 1/2"												0.50			0.50	0.02	20.02
16-may-17 22:30	17-may-17 00:00	1.50	554.0	23.08	11240	8 1/2"							1.50								1.50	0.06	20.08

17-may-17 00:00	17-may-17 00:30	0.50	554.5	23.10	11240	8 1/2"												0.50			0.50	0.02	20.10
17-may-17 00:30	17-may-17 03:30	3.00	557.5	23.23	11240	8 1/2"			3.00												3.00	0.13	20.23
17-may-17 03:30	17-may-17 06:00	2.50	560.0	23.33	11240	8 1/2"															0.00	0.00	20.23
17-may-17 06:00	17-may-17 08:00	2.00	562.0	23.42	11240	8 1/2"															0.00	0.00	20.23
17-may-17 08:00	17-may-17 13:00	5.00	567.0	23.63	11240	8 1/2"						5.00									5.00	0.21	20.44
17-may-17 13:00	17-may-17 14:00	1.00	568.0	23.67	11240	8 1/2"							1.00								1.00	0.04	20.48
17-may-17 14:00	17-may-17 14:30	0.50	568.5	23.69	11240	8 1/2"												0.50			0.50	0.02	20.50
17-may-17 14:30	18-may-17 00:30	10.00	578.5	24.10	11240	8 1/2"							10.00								10.00	0.42	20.92
18-may-17 00:30	18-may-17 01:30	1.00	579.5	24.15	11240	8 1/2"				1.00											1.00	0.04	20.96
18-may-17 01:30	18-may-17 02:30	1.00	580.5	24.19	11240	8 1/2"							1.00								1.00	0.04	21.00
18-may-17 02:30	18-may-17 04:30	2.00	582.5	24.27	11240	8 1/2"				2.00											2.00	0.08	21.08
18-may-17 04:30	18-may-17 06:00	1.50	584.0	24.33	11240	8 1/2"							1.50								1.50	0.06	21.15
18-may-17 06:00	18-may-17 07:30	1.50	585.5	24.40	11240	8 1/2"															0.00	0.00	21.15
18-may-17 07:30	18-may-17 08:30	1.00	586.5	24.44	11240	8 1/2"															0.00	0.00	21.15
18-may-17 08:30	18-may-17 16:30	8.00	594.5	24.77	11240	8 1/2"															0.00	0.00	21.15
18-may-17 16:30	18-may-17 17:00	0.50	595.0	24.79	11240	8 1/2"												0.50			0.50	0.02	21.17
18-may-17 17:00	18-may-17 17:30	0.50	595.5	24.81	11240	8 1/2"											0.50				0.50	0.02	21.19
18-may-17 17:30	18-may-17 18:00	0.50	596.0	24.83	11240	8 1/2"															0.00	0.00	21.19
18-may-17 18:00	18-may-17 19:30	1.50	597.5	24.90	11240	8 1/2"															0.00	0.00	21.19
18-may-17 19:30	18-may-17 20:00	0.50	598.0	24.92	11240	8 1/2"												0.50			0.50	0.02	21.21
18-may-17 20:00	19-may-17 08:30	12.50	610.5	25.44	11240	7"								12.50							12.50	0.52	21.73
19-may-17 08:30	20-may-17 21:00	36.50	647.0	26.96	11240	7"															0.00	0.00	21.73
20-may-17 21:00	20-may-17 22:30	1.50	648.5	27.02	11240	7"															0.00	0.00	21.73
20-may-17 22:30	21-may-17 09:00	10.50	659.0	27.46	11240	7"															0.00	0.00	21.73
21-may-17 09:00	21-may-17 09:30	0.50	659.5	27.48	11240	7"															0.00	0.00	21.73
21-may-17 09:30	21-may-17 13:30	4.00	663.5	27.65	11240	7"															0.00	0.00	21.73
21-may-17 13:30	21-may-17 14:00	0.50	664.0	27.67	11240	7"															0.00	0.00	21.73
21-may-17 14:00	21-may-17 15:00	1.00	665.0	27.71	11240	7"															0.00	0.00	21.73
21-may-17 15:00	21-may-17 20:30	5.50	670.5	27.94	11240	7"															0.00	0.00	21.73
21-may-17 20:30	21-may-17 21:00	0.50	671.0	27.96	11240	7"															0.00	0.00	21.73
21-may-17 21:00	22-may-17 00:30	3.50	674.5	28.10	11240	7"															0.00	0.00	21.73
22-may-17 00:30	22-may-17 02:30	2.00	676.5	28.19	11240	7"															0.00	0.00	21.73
22-may-17 02:30	22-may-17 03:00	0.50	677.0	28.21	11240	7"															0.00	0.00	21.73
22-may-17 03:00	22-may-17 12:30	9.50	686.5	28.60	11240	7"															0.00	0.00	21.73
22-may-17 12:30	22-may-17 13:30	1.00	687.5	28.65	11240	7"															0.00	0.00	21.73
22-may-17 13:30	22-may-17 18:00	4.50	692.0	28.83	11240	7"															0.00	0.00	21.73
22-may-17 18:00	22-may-17 18:30	0.50	692.5	28.85	11240	7"															0.00	0.00	21.73
22-may-17 18:30	23-may-17 04:00	9.50	702.0	29.25	11240	7"															0.00	0.00	21.73
23-may-17 04:00	23-may-17 06:00	2.00	704.0	29.33	11240	7"															0.00	0.00	21.73
23-may-17 06:00	23-may-17 13:00	7.00	711.0	29.63	11240	7"															0.00	0.00	21.73
23-may-17 13:00	24-may-17 03:00	14.00	725.0	30.21	11240	7"								14.00							14.00	0.58	22.31
24-may-17 03:00	24-may-17 03:30	0.50	725.5	30.23	11240	7"														0.50	0.50	0.02	22.33
24-may-17 03:30	24-may-17 11:00	7.50	733.0	30.54	11240	7"								7.50							7.50	0.31	22.65
24-may-17 11:00	24-may-17 11:30	0.50	733.5	30.56	11240	7"														0.50	0.50	0.02	22.67
24-may-17 11:30	24-may-17 20:00	8.50	742.0	30.92	11240	7"							8.50								8.50	0.35	23.02
24-may-17 20:00	25-may-17 00:00	4.00	746.0	31.08	11240	7"				4.00											4.00	0.17	23.19
25-may-17 00:00	25-may-17 04:00	4.00	750.0	31.25	11240	7"															0.00	0.00	23.19
25-may-17 04:00	25-may-17 05:30	1.50	751.5	31.31	11240	7"															0.00	0.00	23.19
25-may-17 05:30	25-may-17 09:30	4.00	755.5	31.48	11240	7"															0.00	0.00	23.19
25-may-17 09:30	25-may-17 13:30	4.00	759.5	31.65	11240	7"															0.00	0.00	23.19
25-may-17 13:30	25-may-17 14:00	0.50	760.0	31.67	11240	7"														0.50	0.50	0.02	23.21
25-may-17 14:00	26-may-17 16:00	26.00	786.0	32.75	11240	7"								26.00							26.00	1.08	24.29
26-may-17 16:00	26-may-17 18:30	2.50	788.5	32.85	11240	7"				2.50											2.50	0.10	24.40
26-may-17 18:30	26-may-17 19:00	0.50	789.0	32.88	11240	7"														0.50	0.50	0.02	24.42
26-may-17 19:00	26-may-17 20:00	1.00	790.0	32.92	11240	7"									1.00						1.00	0.04	24.46
26-may-17 20:00	26-may-17 21:00	1.00	791.0	32.96	11240	7"										1.00					1.00	0.04	24.50
26-may-17 21:00	26-may-17 22:00	1.00	792.0	33.00	11240	7"				1.00											1.00	0.04	24.54

26-may-17 22:00	27-may-17 01:00	3.00	795.0	33.13	11240	7"									3.00						3.00	0.13	24.67
27-may-17 01:00	27-may-17 04:30	3.50	798.5	33.27	11240	7"										3.50					3.50	0.15	24.81
27-may-17 04:30	27-may-17 06:00	1.50	800.0	33.33	11240	7"									1.50						1.50	0.06	24.88
27-may-17 06:00	27-may-17 14:00	8.00	808.0	33.67	11240	7"							8.00								8.00	0.33	25.21
27-may-17 14:00	27-may-17 14:30	0.50	808.5	33.69	11240	7"										0.50					0.50	0.02	25.23
27-may-17 14:30	27-may-17 15:00	0.50	809.0	33.71	11240	7"															0.00	0.00	25.23
27-may-17 15:00	27-may-17 18:00	3.00	812.0	33.83	11240	7"							3.00								3.00	0.13	25.35
27-may-17 18:00	27-may-17 18:00	0.00	812.0	33.83	11240	7"															0.00	0.00	25.35
								242.50	**83.00**	**45.50**		**15.00**	**65.00**	**84.50**	**19.00**	**9.50**	**16.50**	**9.00**	**14.50**	**4.50**	**608.50**	**25.35**	**25.35**

	Ft	Avg ROP	Meters	Avg ROP		Phase	Rig Move	Drilling	Tripping	Circulating and mud conditioning	Wash and Ream	R/U & Logging	R/U & L/D BHA & R/U DP	R/U &Runing Casing	R/U & Cementing	D/O Cement, test Csg & FIT	Well Head / BOP	Safety Meetings	Other Prod. Time	Paid Rig Service*	Productive Time (hrs)	Productive Time (Days)	Cummulative Productive time (days)
26"						**26"**		8.0	3.0	0.5			3.5	6.5	4.5			1.0	5.0		32.0	1.3	1.3
16"						**16"**		64.0	13.5	11.5			18.5		4.5		13.0	2.5	8.5		136.0	5.9	7.0
12 1/4"						**12 1/4"**		124.5	46.0	15.5		10.0	6.5	18.0	4.5	0.5	3.0	3.0	1.0	2.5	235.0	9.8	16.8
7"						**7"**		46.0	20.5	18.0		5.0	36.5	60.0	5.5	9.0	0.5	2.5		2.0	205.5	8.6	25.4
						Total		**242.5**	**83.0**	**45.5**		**15.0**	**65.0**	**84.5**	**19.0**	**9.5**	**16.5**	**9.0**	**14.5**	**4.5**	**608.5**	**25.4**	**25.4**
						%		30%	10%	6%		2%	8%	10%	2%	1%	2%	1%	2%	1%	75%	75%	75%

ANEXO. 2. Curva de Tiempo vs Profundidad ARMB – 002, Tiempos No Productivos

ARMB-002
CCDC 69

ARMB-002 Limpio
ARMB-002 Total

date From	date To	time hrs	cum time hrs	cum time days	depth ft	Phase	Reaming	Clean Flowline	Logging Problems	Change Bit or BHA	Influx Control	Stuck Pipe	Directional Drilling Problems	Mud/Solids Control Problems	Cement Problems	Casing/Well HeadProblems	Rig Repairs	Hole Problems & W&R	Bit Balling	Fishing	SideTrack	Other problem	Non Productive Time (hrs)	Non Productive time (Days)	Cummulative Non productive time (days)	Total (hrs)	NPT hours
			0	0	0																						
23-abr-17 22:00	23-abr-17 22:00	0.00	0.0	0.00	0	26"																	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23-abr-17 22:00	24-abr-17 00:00	2.00	2.0	0.08	0	26"																	0.00	0.00	0.00	2.00	0.00
24-abr-17 00:00	24-abr-17 01:30	1.50	3.5	0.15	75	26"																	0.00	0.00	0.00	1.50	0.00
24-abr-17 01:30	24-abr-17 02:00	0.50	4.0	0.17	75	26"																	0.00	0.00	0.00	0.50	0.00
24-abr-17 02:00	24-abr-17 08:30	6.50	10.5	0.44	262	26"																	0.00	0.00	0.00	6.50	0.00
24-abr-17 08:30	24-abr-17 09:00	0.50	11.0	0.46	262	26"																	0.00	0.00	0.00	0.50	0.00
24-abr-17 09:00	24-abr-17 09:30	0.50	11.5	0.48	262	26"																	0.00	0.00	0.00	0.50	0.00
24-abr-17 09:30	24-abr-17 10:30	1.00	12.5	0.52	262	26"																	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00
24-abr-17 10:30	24-abr-17 11:00	0.50	13.0	0.54	262	26"																	0.00	0.00	0.00	0.50	0.00
24-abr-17 11:00	24-abr-17 21:00	10.00	23.0	0.96	262	26"											10.00						10.00	0.42	0.42	10.00	10.00
24-abr-17 21:00	24-abr-17 21:30	0.50	23.5	0.98	262	26"																	0.00	0.00	0.42	0.50	0.00
24-abr-17 21:30	24-abr-17 22:00	0.50	24.0	1.00	262	26"																	0.00	0.00	0.42	0.50	0.00
24-abr-17 22:00	24-abr-17 23:30	1.50	25.5	1.06	262	26"																	0.00	0.00	0.00	1.50	0.00
24-abr-17 23:30	25-abr-17 06:00	6.50	32.0	1.33	262	26"																	0.00	0.00	0.00	6.50	0.00
25-abr-17 06:00	25-abr-17 07:00	1.00	33.0	1.38	262	26"																	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00
25-abr-17 07:00	25-abr-17 10:00	3.00	36.0	1.50	262	26"																	0.00	0.00	0.00	3.00	0.00
25-abr-17 10:00	25-abr-17 11:30	1.50	37.5	1.56	262	26"																	0.00	0.00	0.00	1.50	0.00
25-abr-17 11:30	25-abr-17 16:00	4.50	42.0	1.75	262	26"																	0.00	0.00	0.00	4.50	0.00
25-abr-17 16:00	25-abr-17 17:00	1.00	43.0	1.79	262	16"																	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00
25-abr-17 17:00	25-abr-17 21:00	4.00	47.0	1.96	262	16"																	0.00	0.00	0.00	4.00	0.00
25-abr-17 21:00	25-abr-17 21:30	0.50	47.5	1.98	270	16"																	0.00	0.00	0.00	0.50	0.00
25-abr-17 21:30	25-abr-17 22:00	0.50	48.0	2.00	270	16"																	0.00	0.00	0.00	0.50	0.00
25-abr-17 22:00	26-abr-17 01:30	3.50	51.5	2.15	477	16"																	0.00	0.00	0.00	3.50	0.00
26-abr-17 01:30	26-abr-17 02:30	1.00	52.5	2.19	477	16"																	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00
26-abr-17 02:30	26-abr-17 05:00	2.50	55.0	2.29	656	16"																	0.00	0.00	0.00	2.50	0.00
26-abr-17 05:00	26-abr-17 05:30	0.50	55.5	2.31	656	16"											0.50						0.50	0.02	0.02	0.50	0.50
26-abr-17 05:30	26-abr-17 06:00	0.50	56.0	2.33	670	16"							0.50										0.50	0.02	0.04	0.50	0.50
26-abr-17 06:00	26-abr-17 09:30	3.50	59.5	2.48	1051	16"																	0.00	0.00	0.04	3.50	0.00
26-abr-17 09:30	26-abr-17 10:00	0.50	60.0	2.50	1051	16"																	0.00	0.00	0.04	0.50	0.00
26-abr-17 10:00	26-abr-17 11:00	1.00	61.0	2.54	1051	16"																	0.00	0.00	0.04	1.00	0.00
26-abr-17 11:00	26-abr-17 12:00	1.00	62.0	2.58	1051	16"																	0.00	0.00	0.04	1.00	0.00
26-abr-17 12:00	27-abr-17 01:00	13.00	75.0	3.13	2523	16"																	0.00	0.00	0.04	13.00	0.00
27-abr-17 01:00	27-abr-17 01:30	0.50	75.5	3.15	2523	16"																	0.00	0.00	0.04	0.50	0.00
27-abr-17 01:30	27-abr-17 06:00	4.50	80.0	3.33	3110	16"																	0.00	0.00	0.04	4.50	0.00
27-abr-17 06:00	27-abr-17 22:00	16.00	96.0	4.00	4770	16"																	0.00	0.00	0.04	16.00	0.00
27-abr-17 22:00	28-abr-17 00:00	2.00	98.0	4.08	4770	16"											2.00						2.00	0.08	0.13	2.00	2.00
28-abr-17 00:00	28-abr-17 02:00	2.00	100.0	4.17	4770	16"																	0.00	0.00	0.13	2.00	0.00
28-abr-17 02:00	28-abr-17 06:00	4.00	104.0	4.33	5080	16"																	0.00	0.00	0.13	4.00	0.00
28-abr-17 06:00	28-abr-17 08:00	2.00	106.0	4.42	5080	16"											2.00						2.00	0.08	0.21	2.00	2.00
28-abr-17 08:00	29-abr-17 01:00	17.00	123.0	5.13	6449	16"																	0.00	0.00	0.21	17.00	0.00

29-abr-17 01:00	29-abr-17 03:00	2.00	125.0	5.21	6449	16"														0.00	0.00	0.21	2.00	0.00
29-abr-17 03:00	29-abr-17 05:00	2.00	127.0	5.29	6449	16"														0.00	0.00	0.21	2.00	0.00
29-abr-17 05:00	29-abr-17 06:00	1.00	128.0	5.33	6449	16"														0.00	0.00	0.21	1.00	0.00
29-abr-17 06:00	29-abr-17 09:30	3.50	131.5	5.48	6449	16"														0.00	0.00	0.21	3.50	0.00
29-abr-17 09:30	29-abr-17 11:00	1.50	133.0	5.54	6449	16"														0.00	0.00	0.21	1.50	0.00
29-abr-17 11:00	29-abr-17 13:00	2.00	135.0	5.63	6449	16"														0.00	0.00	0.21	2.00	0.00
29-abr-17 13:00	29-abr-17 16:00	3.00	138.0	5.75	6449	16"														0.00	0.00	0.21	3.00	0.00
29-abr-17 16:00	29-abr-17 22:30	6.50	144.5	6.02	6449	16"														0.00	0.00	0.21	6.50	0.00
29-abr-17 22:30	30-abr-17 00:30	2.00	146.5	6.10	6449	16"														0.00	0.00	0.21	2.00	0.00
30-abr-17 00:30	30-abr-17 01:00	0.50	147.0	6.13	6449	16"														0.00	0.00	0.21	0.50	0.00
30-abr-17 01:00	30-abr-17 01:30	0.50	147.5	6.15	6449	16"														0.00	0.00	0.21	0.50	0.00
30-abr-17 01:30	30-abr-17 02:30	1.00	148.5	6.19	6449	16"														0.00	0.00	0.21	1.00	0.00
30-abr-17 02:30	30-abr-17 03:00	0.50	149.0	6.21	6449	16"														0.00	0.00	0.21	0.50	0.00
30-abr-17 03:00	30-abr-17 09:00	6.00	155.0	6.46	6449	16"														0.00	0.00	0.21	6.00	0.00
30-abr-17 09:00	30-abr-17 09:30	0.50	155.5	6.48	6449	16"														0.00	0.00	0.21	0.50	0.00
30-abr-17 09:30	30-abr-17 14:30	5.00	160.5	6.69	6449	16"														0.00	0.00	0.21	5.00	0.00
30-abr-17 14:30	30-abr-17 15:00	0.50	161.0	6.71	6449	16"														0.00	0.00	0.21	0.50	0.00
30-abr-17 15:00	30-abr-17 15:30	0.50	161.5	6.73	6449	16"														0.00	0.00	0.21	0.50	0.00
30-abr-17 15:30	30-abr-17 21:30	6.00	167.5	6.98	6449	16"									6.00					6.00	0.25	0.46	6.00	6.00
30-abr-17 21:30	1-may-17 02:00	4.50	172.0	7.17	6449	16"														0.00	0.00	0.46	4.50	0.00
1-may-17 02:00	1-may-17 02:00	0.00	172.0	7.17	6449	16"														0.00	0.00	0.46	0.00	0.00
1-may-17 02:00	1-may-17 06:00	4.00	176.0	7.33	6449	16"														0.00	0.00	0.46	4.00	0.00
1-may-17 06:00	1-may-17 19:00	13.00	189.0	7.88	6449	16"														0.00	0.00	0.46	13.00	0.00
1-may-17 19:00	1-may-17 19:30	0.50	189.5	7.90	6449	12 1/4"														0.00	0.00	0.46	0.50	0.00
1-may-17 19:30	2-may-17 00:00	4.50	194.0	8.08	6449	12 1/4"														0.00	0.00	0.46	4.50	0.00
2-may-17 00:00	2-may-17 06:00	6.00	200.0	8.33	6449	12 1/4"														0.00	0.00	0.46	6.00	0.00
2-may-17 06:00	2-may-17 07:00	1.00	201.0	8.38	6449	12 1/4"														0.00	0.00	0.46	1.00	0.00
2-may-17 07:00	2-may-17 07:30	0.50	201.5	8.40	6449	12 1/4"														0.00	0.00	0.46	0.50	0.00
2-may-17 07:30	2-may-17 08:00	0.50	202.0	8.42	6449	12 1/4"														0.00	0.00	0.46	0.50	0.00
2-may-17 08:00	2-may-17 10:30	2.50	204.5	8.52	6449	12 1/4"														0.00	0.00	0.46	2.50	0.00
2-may-17 10:30	2-may-17 11:00	0.50	205.0	8.54	6449	12 1/4"														0.00	0.00	0.46	0.50	0.00
2-may-17 11:00	3-may-17 00:00	13.00	218.0	9.08	7428	12 1/4"														0.00	0.00	0.46	13.00	0.00
3-may-17 00:00	3-may-17 02:00	2.00	220.0	9.17	7490	12 1/4"														0.00	0.00	0.46	2.00	0.00
3-may-17 02:00	3-may-17 06:00	4.00	224.0	9.33	7686	12 1/4"														0.00	0.00	0.46	4.00	0.00
3-may-17 06:00	3-may-17 13:00	7.00	231.0	9.63	7850	12 1/4"														0.00	0.00	0.46	7.00	0.00
3-may-17 13:00	3-may-17 15:00	2.00	233.0	9.71	7850	12 1/4"														0.00	0.00	0.46	2.00	0.00
3-may-17 15:00	4-may-17 06:00	15.00	248.0	10.33	8270	12 1/4"														0.00	0.00	0.46	15.00	0.00
4-may-17 06:00	4-may-17 08:00	2.00	250.0	10.42	8270	12 1/4"														0.00	0.00	0.46	2.00	0.00
4-may-17 08:00	5-may-17 06:00	22.00	272.0	11.33	8270	12 1/4"			22.00											22.00	0.92	1.38	22.00	22.00
5-may-17 06:00	5-may-17 13:00	7.00	279.0	11.63	8530	12 1/4"														0.00	0.00	1.38	7.00	0.00
5-may-17 13:00	5-may-17 21:00	8.00	287.0	11.96	8726	12 1/4"														0.00	0.00	1.38	8.00	0.00
5-may-17 21:00	5-may-17 22:00	1.00	288.0	12.00	8726	12 1/4"														0.00	0.00	1.38	1.00	0.00
5-may-17 22:00	6-may-17 06:00	8.00	296.0	12.33	8810	12 1/4"														0.00	0.00	1.38	8.00	0.00
6-may-17 06:00	6-may-17 07:30	1.50	297.5	12.40	8827	12 1/4"														0.00	0.00	1.38	1.50	0.00
6-may-17 07:30	7-may-17 04:00	20.50	318.0	13.25	8827	12 1/4"			20.50											20.50	0.85	2.23	20.50	20.50
7-may-17 04:00	7-may-17 04:00	0.00	318.0	13.25	8827	12 1/4"														0.00	0.00	2.23	0.00	0.00
7-may-17 04:00	7-may-17 04:00	0.00	318.0	13.25	8827	12 1/4"														0.00	0.00	2.23	0.00	0.00
7-may-17 04:00	7-may-17 04:00	0.00	318.0	13.25	8827	12 1/4"														0.00	0.00	2.23	0.00	0.00
7-may-17 04:00	7-may-17 04:00	0.00	318.0	13.25	8827	12 1/4"														0.00	0.00	2.23	0.00	0.00
7-may-17 04:00	7-may-17 04:00	0.00	318.0	13.25	8827	12 1/4"														0.00	0.00	2.23	0.00	0.00
7-may-17 04:00	7-may-17 04:00	0.00	318.0	13.25	8827	12 1/4"														0.00	0.00	2.23	0.00	0.00
7-may-17 04:00	7-may-17 04:00	0.00	318.0	13.25	8827	12 1/4"														0.00	0.00	2.23	0.00	0.00
7-may-17 04:00	7-may-17 05:30	1.50	319.5	13.31	8827	12 1/4"														0.00	0.00	2.23	1.50	0.00
7-may-17 05:30	7-may-17 07:00	1.50	321.0	13.38	8827	12 1/4"								1.50						1.50	0.06	2.29	1.50	1.50
7-may-17 07:00	7-may-17 07:00	0.00	321.0	13.38	8827	12 1/4"														0.00	0.00	2.29	0.00	0.00
7-may-17 07:00	7-may-17 07:00	0.00	321.0	13.38	8827	12 1/4"														0.00	0.00	2.29	0.00	0.00
7-may-17 07:00	7-may-17 16:30	9.50	330.5	13.77	9366	12 1/4"														0.00	0.00	2.29	9.50	0.00
7-may-17 16:30	7-may-17 20:00	3.50	334.0	13.92	9424	12 1/4"														0.00	0.00	2.29	3.50	0.00
7-may-17 20:00	8-may-17 04:00	8.00	342.0	14.25	9481	12 1/4"														0.00	0.00	2.29	8.00	0.00
8-may-17 04:00	8-may-17 05:00	1.00	343.0	14.29	9481	12 1/4"														0.00	0.00	2.29	1.00	0.00
8-may-17 05:00	8-may-17 07:00	2.00	345.0	14.38	9481	12 1/4"								2.00						2.00	0.08	2.38	2.00	2.00
8-may-17 07:00	8-may-17 13:00	6.00	351.0	14.63	9481	12 1/4"														0.00	0.00	2.38	6.00	0.00
8-may-17 13:00	8-may-17 15:00	2.00	353.0	14.71	9481	12 1/4"														0.00	0.00	2.38	2.00	0.00
8-may-17 15:00	8-may-17 16:00	1.00	354.0	14.75	9481	12 1/4"														0.00	0.00	2.38	1.00	0.00
8-may-17 16:00	8-may-17 16:30	0.50	354.5	14.77	9481	12 1/4"														0.00	0.00	2.38	0.50	0.00

8-may-17 16:30	8-may-17 17:30	1.00	355.5	14.81	9481	12 1/4"															0.00	0.00	2.38	1.00	0.00
8-may-17 17:30	8-may-17 18:00	0.50	356.0	14.83	9481	12 1/4"															0.00	0.00	2.38	0.50	0.00
8-may-17 18:00	8-may-17 19:00	1.00	357.00	14.88	9481	12 1/4"															0.00	0.00	2.38	1.00	0.00
8-may-17 19:00	9-may-17 03:30	8.50	365.5	15.23	9481	12 1/4"															0.00	0.00	2.38	8.50	0.00
9-may-17 03:30	9-may-17 04:00	0.50	366.0	15.25	9481	12 1/4"															0.00	0.00	2.38	0.50	0.00
9-may-17 04:00	9-may-17 06:00	2.00	368.0	15.33	9500	12 1/4"															0.00	0.00	2.38	2.00	0.00
9-may-17 06:00	9-may-17 18:00	12.00	380.0	15.83	9639	12 1/4"															0.00	0.00	2.38	12.00	0.00
9-may-17 18:00	9-may-17 18:30	0.50	380.50	15.85	9639	12 1/4"															0.00	0.00	2.38	0.50	0.00
9-may-17 18:30	10-may-17 06:00	11.50	392.0	16.33	9750	12 1/4"															0.00	0.00	2.38	11.50	0.00
10-may-17 06:00	11-may-17 04:30	22.50	414.5	17.27	10000	12 1/4"															0.00	0.00	2.38	22.50	0.00
11-may-17 04:30	11-may-17 05:00	0.50	415.0	17.29	10005	12 1/4"															0.00	0.00	2.38	0.50	0.00
11-may-17 05:00	11-may-17 06:00	1.00	416.0	17.33	10005	12 1/4"															0.00	0.00	2.38	1.00	0.00
11-may-17 06:00	11-may-17 08:00	2.00	418.0	17.42	10013	12 1/4"															0.00	0.00	2.38	2.00	0.00
11-may-17 08:00	11-may-17 08:30	0.50	418.5	17.44	10013	12 1/4"															0.00	0.00	2.38	0.50	0.00
11-may-17 08:30	11-may-17 10:00	1.50	420.0	17.50	10013	12 1/4"															0.00	0.00	2.38	1.50	0.00
11-may-17 10:00	11-may-17 13:00	3.00	423.00	17.63	10013	12 1/4"															0.00	0.00	2.38	3.00	0.00
11-may-17 13:00	11-may-17 20:00	7.00	430.0	17.92	10013	12 1/4"															0.00	0.00	2.38	7.00	0.00
11-may-17 20:00	11-may-17 20:30	0.50	430.5	17.94	10013	12 1/4"															0.00	0.00	2.38	0.50	0.00
11-may-17 20:30	11-may-17 22:30	2.00	432.5	18.02	10013	12 1/4"				2.00											2.00	0.08	2.46	2.00	2.00
11-may-17 22:30	11-may-17 23:00	0.50	433.0	18.04	10013	12 1/4"															0.00	0.00	2.46	0.50	0.00
11-may-17 23:00	12-may-17 06:00	7.00	440.00	18.33	10013	12 1/4"															0.00	0.00	2.46	7.00	0.00
12-may-17 06:00	12-may-17 09:00	3.00	443.0	18.46	10013	12 1/4"															0.00	0.00	2.46	3.00	0.00
12-may-17 09:00	12-may-17 10:00	1.00	444.0	18.50	10013	12 1/4"															0.00	0.00	2.46	1.00	0.00
12-may-17 10:00	13-may-17 04:00	18.00	462.0	19.25	10013	12 1/4"															0.00	0.00	2.46	18.00	0.00
13-may-17 04:00	13-may-17 06:00	2.00	464.0	19.33	10013	12 1/4"															0.00	0.00	2.46	2.00	0.00
13-may-17 06:00	13-may-17 10:30	4.50	468.5	19.52	10013	12 1/4"															0.00	0.00	2.46	4.50	0.00
13-may-17 10:30	13-may-17 13:00	2.50	471.0	19.63	10013	12 1/4"															0.00	0.00	2.46	2.50	0.00
13-may-17 13:00	13-may-17 14:00	1.00	472.0	19.67	10013	12 1/4"															0.00	0.00	2.46	1.00	0.00
13-may-17 14:00	13-may-17 16:00	2.00	474.0	19.75	10013	8 1/2"															0.00	0.00	2.46	2.00	0.00
13-may-17 16:00	14-may-17 01:00	9.00	483.0	20.13	10013	8 1/2"															0.00	0.00	2.46	9.00	0.00
14-may-17 01:00	14-may-17 04:00	3.00	486.0	20.25	10013	8 1/2"															0.00	0.00	2.46	3.00	0.00
14-may-17 04:00	14-may-17 06:00	2.00	488.0	20.33	10013	8 1/2"															0.00	0.00	2.46	2.00	0.00
14-may-17 06:00	14-may-17 07:00	1.00	489.0	20.38	10013	8 1/2"															0.00	0.00	2.46	1.00	0.00
14-may-17 07:00	15-may-17 06:00	23.00	512.0	21.33	10350	8 1/2"															0.00	0.00	2.46	23.00	0.00
15-may-17 06:00	16-may-17 05:00	23.00	535.0	22.29	11240	8 1/2"															0.00	0.00	2.46	23.00	0.00
16-may-17 05:00	16-may-17 06:30	1.50	536.5	22.35	11240	8 1/2"															0.00	0.00	2.46	1.50	0.00
16-may-17 06:30	16-may-17 09:00	2.50	539.0	22.46	11240	8 1/2"															0.00	0.00	2.46	2.50	0.00
16-may-17 09:00	16-may-17 10:00	1.00	540.0	22.50	11240	8 1/2"															0.00	0.00	2.46	1.00	0.00
16-may-17 10:00	16-may-17 11:00	1.00	541.0	22.54	11240	8 1/2"															0.00	0.00	2.46	1.00	0.00
16-may-17 11:00	16-may-17 14:00	3.00	544.0	22.67	11240	8 1/2"															0.00	0.00	2.46	3.00	0.00
16-may-17 14:00	16-may-17 16:00	2.00	546.0	22.75	11240	8 1/2"														2.00	2.00	0.08	2.54	2.00	2.00
16-may-17 16:00	16-may-17 17:00	1.00	547.0	22.79	11240	8 1/2"														1.00	1.00	0.04	2.58	1.00	1.00
16-may-17 17:00	16-may-17 22:00	5.00	552.0	23.00	11240	8 1/2"															0.00	0.00	2.58	5.00	0.00
16-may-17 22:00	16-may-17 22:30	0.50	552.5	23.02	11240	8 1/2"															0.00	0.00	2.58	0.50	0.00
16-may-17 22:30	17-may-17 00:00	1.50	554.0	23.08	11240	8 1/2"															0.00	0.00	2.58	1.50	0.00
17-may-17 00:00	17-may-17 00:30	0.50	554.5	23.10	11240	8 1/2"															0.00	0.00	2.58	0.50	0.00
17-may-17 00:30	17-may-17 03:30	3.00	557.5	23.23	11240	8 1/2"															0.00	0.00	2.58	3.00	0.00
17-may-17 03:30	17-may-17 06:00	2.50	560.0	23.33	11240	8 1/2"														2.50	2.50	0.10	2.69	2.50	2.50
17-may-17 06:00	17-may-17 08:00	2.00	562.0	23.42	11240	8 1/2"				2.00											2.00	0.08	2.77	2.00	2.00
17-may-17 08:00	17-may-17 13:00	5.00	567.0	23.63	11240	8 1/2"															0.00	0.00	2.77	5.00	0.00
17-may-17 13:00	17-may-17 14:00	1.00	568.0	23.67	11240	8 1/2"															0.00	0.00	2.77	1.00	0.00
17-may-17 14:00	17-may-17 14:30	0.50	568.5	23.69	11240	8 1/2"															0.00	0.00	2.77	0.50	0.00
17-may-17 14:30	18-may-17 00:30	10.00	578.5	24.10	11240	8 1/2"															0.00	0.00	2.77	10.00	0.00
18-may-17 00:30	18-may-17 01:30	1.00	579.5	24.15	11240	8 1/2"															0.00	0.00	2.77	1.00	0.00
18-may-17 01:30	18-may-17 02:30	1.00	580.5	24.19	11240	8 1/2"															0.00	0.00	2.77	1.00	0.00
18-may-17 02:30	18-may-17 04:30	2.00	582.5	24.27	11240	8 1/2"															0.00	0.00	2.77	2.00	0.00
18-may-17 04:30	18-may-17 06:00	1.50	584.0	24.33	11240	8 1/2"															0.00	0.00	2.77	1.50	0.00
18-may-17 06:00	18-may-17 07:30	1.50	585.5	24.40	11240	8 1/2"			1.50												1.50	0.06	2.83	1.50	1.50
18-may-17 07:30	18-may-17 08:30	1.00	586.5	24.44	11240	8 1/2"						1.00									1.00	0.04	2.88	1.00	1.00
18-may-17 08:30	18-may-17 16:30	8.00	594.5	24.77	11240	8 1/2"				8.00											8.00	0.33	3.21	8.00	8.00
18-may-17 16:30	18-may-17 17:00	0.50	595.0	24.79	11240	8 1/2"															0.00	0.00	3.21	0.50	0.00
18-may-17 17:00	18-may-17 17:30	0.50	595.5	24.81	11240	8 1/2"															0.00	0.00	3.21	0.50	0.00
18-may-17 17:30	18-may-17 18:00	0.50	596.0	24.83	11240	8 1/2"										0.50					0.50	0.02	3.23	0.50	0.50
18-may-17 18:00	18-may-17 19:30	1.50	597.5	24.90	11240	8 1/2"				1.50											1.50	0.06	3.29	1.50	1.50
18-may-17 19:30	18-may-17 20:00	0.50	598.0	24.92	11240	8 1/2"															0.00	0.00	3.29	0.50	0.00

18-may-17 20:00	19-may-17 08:30	12.50	610.5	25.44	11240	7"																0.00	0.00	3.29	12.50	0.00
19-may-17 08:30	20-may-17 21:00	36.50	647.0	26.96	11240	7"											36.50					36.50	1.52	4.81	36.50	36.50
20-may-17 21:00	20-may-17 22:30	1.50	648.5	27.02	11240	7"		1.50														1.50	0.06	4.88	1.50	1.50
20-may-17 22:30	21-may-17 09:00	10.50	659.0	27.46	11240	7"										10.50						10.50	0.44	5.31	10.50	10.50
21-may-17 09:00	21-may-17 09:30	0.50	659.5	27.48	11240	7"															0.50	0.50	0.02	5.33	0.50	0.50
21-may-17 09:30	21-may-17 13:30	4.00	663.5	27.65	11240	7"										4.00						4.00	0.17	5.50	4.00	4.00
21-may-17 13:30	21-may-17 14:00	0.50	664.0	27.67	11240	7"															0.50	0.50	0.02	5.52	0.50	0.50
21-may-17 14:00	21-may-17 15:00	1.00	665.0	27.71	11240	7"		1.00														1.00	0.04	5.56	1.00	1.00
21-may-17 15:00	21-may-17 20:30	5.50	670.5	27.94	11240	7"				5.50												5.50	0.23	5.79	5.50	5.50
21-may-17 20:30	21-may-17 21:00	0.50	671.0	27.96	11240	7"												0.50				0.50	0.02	5.81	0.50	0.50
21-may-17 21:00	22-may-17 00:30	3.50	674.5	28.10	11240	7"															3.50	3.50	0.15	5.96	3.50	3.50
22-may-17 00:30	22-may-17 02:30	2.00	676.5	28.19	11240	7"								2.00								2.00	0.08	6.04	2.00	2.00
22-may-17 02:30	22-may-17 03:00	0.50	677.0	28.21	11240	7"				0.50												0.50	0.02	6.06	0.50	0.50
22-may-17 03:00	22-may-17 12:30	9.50	686.5	28.60	11240	7"				9.50												9.50	0.40	6.46	9.50	9.50
22-may-17 12:30	22-may-17 13:30	1.00	687.5	28.65	11240	7"											1.00					1.00	0.04	6.50	1.00	1.00
22-may-17 13:30	22-may-17 18:00	4.50	692.0	28.83	11240	7"				4.50												4.50	0.19	6.69	4.50	4.50
22-may-17 18:00	22-may-17 18:30	0.50	692.5	28.85	11240	7"									0.50							0.50	0.02	6.71	0.50	0.50
22-may-17 18:30	23-may-17 04:00	9.50	702.0	29.25	11240	7"										9.50						9.50	0.40	7.10	9.50	9.50
23-may-17 04:00	23-may-17 06:00	2.00	704.0	29.33	11240	7"										2.00						2.00	0.08	7.19	2.00	2.00
23-may-17 06:00	23-may-17 13:00	7.00	711.0	29.63	11240	7"												7.00				7.00	0.29	7.48	7.00	7.00
23-may-17 13:00	24-may-17 03:00	14.00	725.0	30.21	11240	7"																0.00	0.00	7.48	14.00	0.00
24-may-17 03:00	24-may-17 03:30	0.50	725.5	30.23	11240	7"																0.00	0.00	7.48	0.50	0.00
24-may-17 03:30	24-may-17 11:00	7.50	733.0	30.54	11240	7"																0.00	0.00	7.48	7.50	0.00
24-may-17 11:00	24-may-17 11:30	0.50	733.5	30.56	11240	7"																0.00	0.00	7.48	0.50	0.00
24-may-17 11:30	24-may-17 20:00	8.50	742.0	30.92	11240	7"																0.00	0.00	7.48	8.50	0.00
24-may-17 20:00	25-may-17 00:00	4.00	746.0	31.08	11240	7"																0.00	0.00	7.48	4.00	0.00
25-may-17 00:00	25-may-17 04:00	4.00	750.0	31.25	11240	7"				4.00												4.00	0.17	7.65	4.00	4.00
25-may-17 04:00	25-may-17 05:30	1.50	751.5	31.31	11240	7"											1.50					1.50	0.06	7.71	1.50	1.50
25-may-17 05:30	25-may-17 09:30	4.00	755.5	31.48	11240	7"				4.00												4.00	0.17	7.88	4.00	4.00
25-may-17 09:30	25-may-17 13:30	4.00	759.5	31.65	11240	7"											4.00					4.00	0.17	8.04	4.00	4.00
25-may-17 13:30	25-may-17 14:00	0.50	760.0	31.67	11240	7"																0.00	0.00	8.04	0.50	0.00
25-may-17 14:00	26-may-17 16:00	26.00	786.0	32.75	11240	7"																0.00	0.00	8.04	26.00	0.00
26-may-17 16:00	26-may-17 18:30	2.50	788.5	32.85	11240	7"																0.00	0.00	8.04	2.50	0.00
26-may-17 18:30	26-may-17 19:00	0.50	789.0	32.88	11240	7"																0.00	0.00	8.04	0.50	0.00
26-may-17 19:00	26-may-17 20:00	1.00	790.0	32.92	11240	7"																0.00	0.00	8.04	1.00	0.00
26-may-17 20:00	26-may-17 21:00	1.00	791.0	32.96	11240	7"																0.00	0.00	8.04	1.00	0.00
26-may-17 21:00	26-may-17 22:00	1.00	792.0	33.00	11240	7"																0.00	0.00	8.04	1.00	0.00
26-may-17 22:00	27-may-17 01:00	3.00	795.0	33.13	11240	7"																0.00	0.00	8.04	3.00	0.00
27-may-17 01:00	27-may-17 04:30	3.50	798.5	33.27	11240	7"																0.00	0.00	8.04	3.50	0.00
27-may-17 04:30	27-may-17 06:00	1.50	800.0	33.33	11240	7"																0.00	0.00	8.04	1.50	0.00
27-may-17 06:00	27-may-17 14:00	8.00	808.0	33.67	11240	7"																0.00	0.00	8.04	8.00	0.00
27-may-17 14:00	27-may-17 14:30	0.50	808.5	33.69	11240	7"																0.00	0.00	8.04	0.50	0.00
27-may-17 14:30	27-may-17 15:00	0.50	809.0	33.71	11240	7"				0.50												0.50	0.02	8.06	0.50	0.50
27-may-17 15:00	27-may-17 18:00	3.00	812.0	33.83	11240	7"																0.00	0.00	8.06	3.00	0.00
27-may-17 18:00	27-may-17 18:00	0.00	812.0	33.83	11240	7"																0.00	0.00	8.06	0.00	0.00
								2.50	**1.50**	**84.50**			**1.50**	**2.00**	**0.50**	**32.00**	**61.00**	**8.00**				**10.00**	**203.50**	**8.48**	**8.06**	**812.00**	**203.50**

	Ft	Avg ROP	Meters	Avg ROP		Phase	Reaming	Clean Flowline	Logging Problems	Change Bit or BHA	Influx Control	Stuck Pipe	Directional Drilling Problems	Mud/Solids Control Problems	Cement Problems	Casing/Well HeadProblems	Rig Repairs	Hole Problems & W&R	Bit Balling	Fishing	SideTrack	Other problem	Non Productive Time (hrs)	Non Productive time (Days)	Cummulative Non productive time (days)	Total (hrs)	NPT hours
26"						**26"**											10.0						10.00	0.42	0.42	**42**	**10**
16"						**16"**							0.5			6.0	4.5						11.00	0.46	0.88	**147**	**11**
12 1/4"						**12 1/4"**				44.5							3.5						48.00	2.00	2.88	**283**	**48**
7"						**7"**		2.5	1.5	40.0			1.0	2.0	0.5	26.0	43.0	8.0				10.0	134.5	5.6	8.48	**340**	**135**
						Total		**2.5**	**1.5**	**84.5**			**1.5**	**2.0**	**0.5**	**32.0**	**61.0**	**8.0**				**10.0**	**203.50**	**8.48**	**8.48**	**812.00**	**203.50**
						%		0%	0%	10%			0%	0%	0%	4%	8%	1%				1%	25%	25%	25%	33.83	8.5

ANEXO. 3. Curva de Tiempo vs Profundidad ARMB – 003, Tiempos Productivos

ARMB-003
CCDC 69

ARMB-003 Limpio
ARMB-003 Total

date From	date To	time hrs	cum time hrs	cum time days	depth ft	Phase	Rig Move	Drilling	Tripping	Circulating and mud conditioning	Wash and Ream	R/U & Logging	R/U & L/D BHA & R/U DP	R/U &Runing Casing	R/U & Cementing	D/O Cement, test Csg & FIT	Well Head / BOP	Safety Meetings	Other Prod. Time	Paid Rig Service*	Productive Time (hrs)	Productive Time (Days)	Cummulative Productive time (days)
			0	0	0																		
31-may-17 01:00	31-may-17 01:00	0.00	0.0	0.00	0	26"															0.00	0.00	0.00
31-may-17 01:00	31-may-17 02:30	1.50	1.5	0.06	0	26"												1.50			1.50	0.06	0.06
31-may-17 02:30	31-may-17 08:00	5.50	7.0	0.29	75	26"		5.50													5.50	0.23	0.29
31-may-17 08:00	31-may-17 09:00	1.00	8.0	0.33	75	26"				1.00											1.00	0.04	0.33
31-may-17 09:00	31-may-17 10:30	1.50	9.5	0.40	262	26"							1.50								1.50	0.06	0.40
31-may-17 10:30	31-may-17 12:00	1.50	11.0	0.46	262	26"				1.50											1.50	0.06	0.46
31-may-17 12:00	31-may-17 13:30	1.50	12.5	0.52	262	26"															0.00	0.00	0.46
31-may-17 13:30	31-may-17 14:00	0.50	13.0	0.54	262	26"												0.50			0.50	0.02	0.48
31-may-17 14:00	31-may-17 16:30	2.50	15.5	0.65	262	26"								2.50							2.50	0.10	0.58
31-may-17 16:30	31-may-17 17:00	0.50	16.0	0.67	262	26"				0.50											0.50	0.02	0.60
31-may-17 17:00	31-may-17 17:30	0.50	16.5	0.69	262	26"								0.50							0.50	0.02	0.63
31-may-17 17:30	31-may-17 21:30	4.00	20.5	0.85	262	26"									4.00						4.00	0.17	0.79
31-may-17 21:30	31-may-17 23:30	2.00	22.5	0.94	262	26"															0.00	0.00	0.79
31-may-17 23:30	1-jun-17 00:30	1.00	23.5	0.98	262	26"															0.00	0.00	0.79
1-jun-17 00:30	1-jun-17 02:30	2.00	25.5	1.06	262	26"											2.00				2.00	0.08	0.88
1-jun-17 02:30	1-jun-17 03:00	0.50	26.0	1.08	262	26"												0.50			0.50	0.02	0.90
1-jun-17 03:00	1-jun-17 08:30	5.50	31.5	1.31	262	26"							5.50								5.50	0.23	1.13
1-jun-17 08:30	1-jun-17 09:00	0.50	32.0	1.33	262	26"				0.50											0.50	0.02	1.15
1-jun-17 09:00	1-jun-17 09:30	0.50	32.5	1.35	262	16"							0.50								0.50	0.02	1.17
1-jun-17 09:30	1-jun-17 12:30	3.00	35.5	1.48	262	16"		3.00													3.00	0.13	1.29
1-jun-17 12:30	1-jun-17 13:00	0.50	36.0	1.50	270	16"				0.50											0.50	0.02	1.31
1-jun-17 13:00	1-jun-17 15:30	2.50	38.5	1.60	270	16"		2.50													2.50	0.10	1.42
1-jun-17 15:30	1-jun-17 16:00	0.50	39.0	1.63	477	16"				0.50											0.50	0.02	1.44
1-jun-17 16:00	1-jun-17 17:00	1.00	40.0	1.67	477	16"							1.00								1.00	0.04	1.48
1-jun-17 17:00	1-jun-17 18:00	1.00	41.0	1.71	656	16"															0.00	0.00	1.48
1-jun-17 18:00	2-jun-17 21:00	27.00	68.0	2.83	656	16"		27.00													27.00	1.13	2.60
2-jun-17 21:00	2-jun-17 23:00	2.00	70.0	2.92	670	16"				2.00											2.00	0.08	2.69
2-jun-17 23:00	4-jun-17 18:00	43.00	113.0	4.71	1051	16"		43.00													43.00	1.79	4.48
4-jun-17 18:00	4-jun-17 18:30	0.50	113.5	4.73	1051	16"														0.50	0.50	0.02	4.50
4-jun-17 18:30	4-jun-17 19:00	0.50	114.0	4.75	1051	16"				0.50											0.50	0.02	4.52
4-jun-17 19:00	5-jun-17 07:00	12.00	126.0	5.25	1051	16"		12.00													12.00	0.50	5.02
5-jun-17 07:00	5-jun-17 10:00	3.00	129.0	5.38	2523	16"				3.00											3.00	0.13	5.15
5-jun-17 10:00	5-jun-17 11:00	1.00	130.0	5.42	2523	16"															0.00	0.00	5.15
5-jun-17 11:00	5-jun-17 19:00	8.00	138.0	5.75	3110	16"															0.00	0.00	5.15
5-jun-17 19:00	5-jun-17 19:30	0.50	138.5	5.77	4770	16"												0.50			0.50	0.02	5.17
5-jun-17 19:30	5-jun-17 21:00	1.50	140.0	5.83	4770	16"															0.00	0.00	5.17
5-jun-17 21:00	5-jun-17 21:30	0.50	140.5	5.85	4770	16"														0.50	0.50	0.02	5.19
5-jun-17 21:30	5-jun-17 22:00	0.50	141.0	5.88	5080	16"												0.50			0.50	0.02	5.21
5-jun-17 22:00	6-jun-17 07:30	9.50	150.5	6.27	5080	16"								9.50							9.50	0.40	5.60
6-jun-17 07:30	6-jun-17 08:30	1.00	151.5	6.31	6449	16"				1.00											1.00	0.04	5.65
6-jun-17 08:30	6-jun-17 11:00	2.50	154.0	6.42	6449	16"															0.00	0.00	5.65

6-jun-17 11:00	6-jun-17 13:00	2.00	156.0	6.50	6449	16"														0.00	0.00	5.65
6-jun-17 13:00	6-jun-17 14:00	1.00	157.0	6.54	6449	16"														0.00	0.00	5.65
6-jun-17 14:00	6-jun-17 19:00	5.00	162.0	6.75	6449	16"														0.00	0.00	5.65
6-jun-17 19:00	6-jun-17 21:30	2.50	164.5	6.85	6449	16"														0.00	0.00	5.65
6-jun-17 21:30	7-jun-17 01:30	4.00	168.5	7.02	6449	16"														0.00	0.00	5.65
7-jun-17 01:30	7-jun-17 02:00	0.50	169.0	7.04	6449	16"														0.00	0.00	5.65
7-jun-17 02:00	7-jun-17 02:30	0.50	169.5	7.06	6449	16"											0.50			0.50	0.02	5.67
7-jun-17 02:30	7-jun-17 08:30	6.00	175.5	7.31	6449	16"								6.00						6.00	0.25	5.92
7-jun-17 08:30	7-jun-17 10:30	2.00	177.5	7.40	6449	16"							2.00							2.00	0.08	6.00
7-jun-17 10:30	7-jun-17 13:30	3.00	180.5	7.52	6449	16"														0.00	0.00	6.00
7-jun-17 13:30	7-jun-17 21:30	8.00	188.5	7.85	6449	16"										8.00				8.00	0.33	6.33
7-jun-17 21:30	7-jun-17 22:00	0.50	189.0	7.88	6449	16"											0.50			0.50	0.02	6.35
7-jun-17 22:00	8-jun-17 00:30	2.50	191.5	7.98	6449	16"														0.00	0.00	6.35
8-jun-17 00:30	8-jun-17 01:00	0.50	192.0	8.00	6449	16"									0.50					0.50	0.02	6.38
8-jun-17 01:00	8-jun-17 04:30	3.50	195.5	8.15	6449	16"			3.50											3.50	0.15	6.52
8-jun-17 04:30	8-jun-17 06:00	1.50	197.0	8.21	6449	16"				1.50										1.50	0.06	6.58
8-jun-17 06:00	8-jun-17 07:30	1.50	198.5	8.27	6449	16"		1.50												1.50	0.06	6.65
8-jun-17 07:30	8-jun-17 08:00	0.50	199.0	8.29	6449	16"			0.50											0.50	0.02	6.67
8-jun-17 08:00	8-jun-17 08:30	0.50	199.5	8.31	6449	16"									0.50					0.50	0.02	6.69
8-jun-17 08:30	8-jun-17 11:00	2.50	202.0	8.42	6449	16"			2.50											2.50	0.10	6.79
8-jun-17 11:00	8-jun-17 13:00	2.00	204.0	8.50	6449	16"				2.00										2.00	0.08	6.88
8-jun-17 13:00	8-jun-17 16:30	3.50	207.5	8.65	6449	16"			3.50											3.50	0.15	7.02
8-jun-17 16:30	8-jun-17 18:00	1.50	209.0	8.71	6449	16"				1.50										1.50	0.06	7.08
8-jun-17 18:00	8-jun-17 20:00	2.00	211.0	8.79	6645	16"			2.00											2.00	0.08	7.17
8-jun-17 20:00	8-jun-17 23:00	3.00	214.0	8.92	6645	16"				3.00										3.00	0.13	7.29
8-jun-17 23:00	9-jun-17 01:30	2.50	216.5	9.02	6645	16"			2.50											2.50	0.10	7.40
9-jun-17 01:30	9-jun-17 02:30	1.00	217.5	9.06	6645	16"				1.00										1.00	0.04	7.44
9-jun-17 02:30	9-jun-17 05:00	2.50	220.0	9.17	6645	16"			2.50											2.50	0.10	7.54
9-jun-17 05:00	9-jun-17 07:00	2.00	222.0	9.25	6645	16"				2.00										2.00	0.08	7.63
9-jun-17 07:00	9-jun-17 10:00	3.00	225.0	9.38	6645	12 1/4"														0.00	0.00	7.63
9-jun-17 10:00	11-jun-17 16:30	54.50	279.5	11.65	7504	12 1/4"		54.50												54.50	2.27	9.90
11-jun-17 16:30	11-jun-17 19:00	2.50	282.0	11.75	7600	12 1/4"				2.50										2.50	0.10	10.00
11-jun-17 19:00	11-jun-17 21:30	2.50	284.5	11.85	7686	12 1/4"							2.50							2.50	0.10	10.10
11-jun-17 21:30	11-jun-17 23:00	1.50	286.0	11.92	7850	12 1/4"				1.50										1.50	0.06	10.17
11-jun-17 23:00	12-jun-17 03:30	4.50	290.5	12.10	7850	12 1/4"							4.50							4.50	0.19	10.35
12-jun-17 03:30	12-jun-17 05:00	1.50	292.0	12.17	8270	12 1/4"				1.50										1.50	0.06	10.42
12-jun-17 05:00	12-jun-17 08:00	3.00	295.0	12.29	8270	12 1/4"							3.00							3.00	0.13	10.54
12-jun-17 08:00	12-jun-17 09:00	1.00	296.0	12.33	8270	12 1/4"				1.00										1.00	0.04	10.58
12-jun-17 09:00	12-jun-17 12:30	3.50	299.5	12.48	8530	12 1/4"							3.50							3.50	0.15	10.73
12-jun-17 12:30	12-jun-17 14:00	1.50	301.0	12.54	8726	12 1/4"				1.50										1.50	0.06	10.79
12-jun-17 14:00	12-jun-17 17:00	3.00	304.0	12.67	8726	12 1/4"							3.00							3.00	0.13	10.92
12-jun-17 17:00	12-jun-17 17:30	0.50	304.5	12.69	8810	12 1/4"											0.50			0.50	0.02	10.94
12-jun-17 17:30	12-jun-17 21:00	3.50	308.0	12.83	8980	12 1/4"														0.00	0.00	10.94
12-jun-17 21:00	12-jun-17 21:30	0.50	308.5	12.85	8980	12 1/4"							0.50							0.50	0.02	10.96
12-jun-17 21:30	12-jun-17 22:00	0.50	309.0	12.88	8980	12 1/4"													0.50	0.50	0.02	10.98
12-jun-17 22:00	13-jun-17 05:00	7.00	316.0	13.17	8980	12 1/4"							7.00							7.00	0.29	11.27
13-jun-17 05:00	13-jun-17 06:00	1.00	317.0	13.21	8980	12 1/4"														0.00	0.00	11.27
13-jun-17 06:00	13-jun-17 06:30	0.50	317.5	13.23	8980	12 1/4"				0.50										0.50	0.02	11.29
13-jun-17 06:30	13-jun-17 10:30	4.00	321.5	13.40	8980	12 1/4"							4.00							4.00	0.17	11.46
13-jun-17 10:30	13-jun-17 12:00	1.50	323.0	13.46	8980	12 1/4"				1.50										1.50	0.06	11.52
13-jun-17 12:00	14-jun-17 03:30	15.50	338.5	14.10	9556	12 1/4"		15.50												15.50	0.65	12.17
14-jun-17 03:30	14-jun-17 05:00	1.50	340.0	14.17	9556	12 1/4"														0.00	0.00	12.17
14-jun-17 05:00	14-jun-17 06:00	1.00	341.0	14.21	9556	12 1/4"														0.00	0.00	12.17
14-jun-17 06:00	14-jun-17 08:30	2.50	343.5	14.31	9556	12 1/4"														0.00	0.00	12.17
14-jun-17 08:30	14-jun-17 10:00	1.50	345.0	14.38	9556	12 1/4"														0.00	0.00	12.17
14-jun-17 10:00	14-jun-17 19:00	9.00	354.0	14.75	10025	12 1/4"		9.00												9.00	0.38	12.54
14-jun-17 19:00	15-jun-17 11:00	16.00	370.0	15.42	10100	12 1/4"		16.00												16.00	0.67	13.21
15-jun-17 11:00	15-jun-17 13:30	2.50	372.5	15.52	10200	12 1/4"				2.50										2.50	0.10	13.31
15-jun-17 13:30	15-jun-17 18:30	5.00	377.5	15.73	10316	12 1/4"			5.00											5.00	0.21	13.52
15-jun-17 18:30	15-jun-17 19:30	1.00	378.5	15.77	10316	12 1/4"				1.00										1.00	0.04	13.56
15-jun-17 19:30	16-jun-17 11:30	16.00	394.5	16.44	10357	12 1/4"			16.00											16.00	0.67	14.23
16-jun-17 11:30	16-jun-17 12:30	1.00	395.5	16.48	10357	12 1/4"														0.00	0.00	14.23
16-jun-17 12:30	16-jun-17 15:00	2.50	398.0	16.58	10357	12 1/4"			2.50											2.50	0.10	14.33
16-jun-17 15:00	16-jun-17 16:00	1.00	399.0	16.63	10357	12 1/4"				1.00										1.00	0.04	14.38
16-jun-17 16:00	16-jun-17 19:00	3.00	402.0	16.75	10357	12 1/4"			3.00											3.00	0.13	14.50

16-jun-17 19:00	16-jun-17 19:30	0.50	402.5	16.77	10357	12 1/4"												0.50			0.50	0.02	14.52
16-jun-17 19:30	16-jun-17 22:30	3.00	405.5	16.90	10357	12 1/4"															0.00	0.00	14.52
16-jun-17 22:30	16-jun-17 23:00	0.50	406.00	16.92	10357	12 1/4"							0.50								0.50	0.02	14.54
16-jun-17 23:00	17-jun-17 02:00	3.00	409.0	17.04	10357	12 1/4"														3.00	3.00	0.13	14.67
17-jun-17 02:00	17-jun-17 13:00	11.00	420.0	17.50	10357	12 1/4"							11.00								11.00	0.46	15.13
17-jun-17 13:00	17-jun-17 14:00	1.00	421.0	17.54	10357	12 1/4"				1.00											1.00	0.04	15.17
17-jun-17 14:00	17-jun-17 23:00	9.00	430.0	17.92	10575	12 1/4"		9.00													9.00	0.38	15.54
17-jun-17 23:00	18-jun-17 02:00	3.00	433.00	18.04	10575	12 1/4"				3.00											3.00	0.13	15.67
18-jun-17 02:00	18-jun-17 09:30	7.50	440.5	18.35	10575	12 1/4"			7.50												7.50	0.31	15.98
18-jun-17 09:30	18-jun-17 10:30	1.00	441.5	18.40	10575	12 1/4"				1.00											1.00	0.04	16.02
18-jun-17 10:30	18-jun-17 23:30	13.00	454.5	18.94	10575	12 1/4"			13.00												13.00	0.54	16.56
18-jun-17 23:30	19-jun-17 00:30	1.00	455.5	18.98	10575	12 1/4"				1.00											1.00	0.04	16.60
19-jun-17 00:30	19-jun-17 02:00	1.50	457.0	19.04	10575	12 1/4"															0.00	0.00	16.60
19-jun-17 02:00	19-jun-17 07:30	5.50	462.5	19.27	10575	12 1/4"			5.50												5.50	0.23	16.83
19-jun-17 07:30	19-jun-17 08:30	1.00	463.5	19.31	10575	12 1/4"				1.00											1.00	0.04	16.88
19-jun-17 08:30	19-jun-17 10:30	2.00	465.50	19.40	10575	12 1/4"			2.00												2.00	0.08	16.96
19-jun-17 10:30	19-jun-17 11:00	0.50	466.0	19.42	10575	12 1/4"												0.50			0.50	0.02	16.98
19-jun-17 11:00	19-jun-17 12:30	1.50	467.5	19.48	10575	12 1/4"															0.00	0.00	16.98
19-jun-17 12:30	19-jun-17 13:00	0.50	468.0	19.50	10575	12 1/4"										0.50					0.50	0.02	17.00
19-jun-17 13:00	19-jun-17 13:30	0.50	468.5	19.52	10575	12 1/4"												0.50			0.50	0.02	17.02
19-jun-17 13:30	19-jun-17 15:00	1.50	470.00	19.58	10575	12 1/4"															0.00	0.00	17.02
19-jun-17 15:00	19-jun-17 21:30	6.50	476.5	19.85	10575	12 1/4"								6.50							6.50	0.27	17.29
19-jun-17 21:30	19-jun-17 22:00	0.50	477.0	19.88	10575	12 1/4"				0.50											0.50	0.02	17.31
19-jun-17 22:00	20-jun-17 01:00	3.00	480.0	20.00	10575	8 1/2"								3.00							3.00	0.13	17.44
20-jun-17 01:00	20-jun-17 01:30	0.50	480.5	20.02	10575	8 1/2"				0.50											0.50	0.02	17.46
20-jun-17 01:30	20-jun-17 04:00	2.50	483.0	20.13	10575	8 1/2"								2.50							2.50	0.10	17.56
20-jun-17 04:00	20-jun-17 04:30	0.50	483.5	20.15	10575	8 1/2"				0.50											0.50	0.02	17.58
20-jun-17 04:30	20-jun-17 07:00	2.50	486.0	20.25	10575	8 1/2"								2.50							2.50	0.10	17.69
20-jun-17 07:00	20-jun-17 08:00	1.00	487.0	20.29	10575	8 1/2"				1.00											1.00	0.04	17.73
20-jun-17 08:00	20-jun-17 08:30	0.50	487.5	20.31	10575	8 1/2"												0.50			0.50	0.02	17.75
20-jun-17 08:30	20-jun-17 14:00	5.50	493.0	20.54	10575	8 1/2"									5.50						5.50	0.23	17.98
20-jun-17 14:00	20-jun-17 15:00	1.00	494.0	20.58	10575	8 1/2"															0.00	0.00	17.98
20-jun-17 15:00	20-jun-17 16:00	1.00	495.0	20.63	10575	8 1/2"														1.00	1.00	0.04	18.02
20-jun-17 16:00	20-jun-17 18:00	2.00	497.0	20.71	10575	8 1/2"										2.00					2.00	0.08	18.10
20-jun-17 18:00	20-jun-17 18:30	0.50	497.5	20.73	10575	8 1/2"												0.50			0.50	0.02	18.13
20-jun-17 18:30	20-jun-17 21:30	3.00	500.5	20.85	10575	8 1/2"															0.00	0.00	18.13
20-jun-17 21:30	21-jun-17 05:30	8.00	508.5	21.19	10575	8 1/2"								8.00							8.00	0.33	18.46
21-jun-17 05:30	21-jun-17 06:00	0.50	509.0	21.21	10575	8 1/2"														0.50	0.50	0.02	18.48
21-jun-17 06:00	21-jun-17 21:30	15.50	524.5	21.85	10670	8 1/2"		15.50													15.50	0.65	19.13
21-jun-17 21:30	22-jun-17 06:00	8.50	533.0	22.21	10710	8 1/2"		8.50													8.50	0.35	19.48
22-jun-17 06:00	23-jun-17 06:00	24.00	557.0	23.21	11230	8 1/2"		24.00													24.00	1.00	20.48
23-jun-17 06:00	23-jun-17 16:30	10.50	567.5	23.65	11620	8 1/2"		10.50													10.50	0.44	20.92
23-jun-17 16:30	23-jun-17 19:30	3.00	570.5	23.77	11620	8 1/2"															0.00	0.00	20.92
23-jun-17 19:30	23-jun-17 23:30	4.00	574.5	23.94	11620	8 1/2"			4.00												4.00	0.17	21.08
23-jun-17 23:30	24-jun-17 06:00	6.50	581.0	24.21	11620	8 1/2"															0.00	0.00	21.08
24-jun-17 06:00	24-jun-17 09:00	3.00	584.0	24.33	11620	8 1/2"			3.00												3.00	0.13	21.21
24-jun-17 09:00	24-jun-17 09:30	0.50	584.5	24.35	11620	8 1/2"		0.50													0.50	0.02	21.23
24-jun-17 09:30	24-jun-17 10:00	0.50	585.0	24.38	11620	8 1/2"												0.50			0.50	0.02	21.25
24-jun-17 10:00	24-jun-17 12:30	2.50	587.5	24.48	11620	8 1/2"															0.00	0.00	21.25
24-jun-17 12:30	24-jun-17 13:00	0.50	588.0	24.50	11620	8 1/2"												0.50			0.50	0.02	21.27
24-jun-17 13:00	25-jun-17 06:00	17.00	605.0	25.21	11620	8 1/2"						17.00									17.00	0.71	21.98
25-jun-17 06:00	25-jun-17 07:00	1.00	606.0	25.25	11620	8 1/2"		1.00													1.00	0.04	22.02
25-jun-17 07:00	25-jun-17 07:30	0.50	606.5	25.27	11620	8 1/2"														0.50	0.50	0.02	22.04
25-jun-17 07:30	25-jun-17 09:00	1.50	608.0	25.33	11620	8 1/2"															0.00	0.00	22.04
25-jun-17 09:00	25-jun-17 09:30	0.50	608.5	25.35	11620	8 1/2"														0.50	0.50	0.02	22.06
25-jun-17 09:30	25-jun-17 22:30	13.00	621.5	25.90	11620	8 1/2"			13.00												13.00	0.54	22.60
25-jun-17 22:30	26-jun-17 06:00	7.50	629.0	26.21	11620	7"		7.50													7.50	0.31	22.92
26-jun-17 06:00	26-jun-17 09:00	3.00	632.0	26.33	11620	7"															0.00	0.00	22.92
26-jun-17 09:00	26-jun-17 16:00	7.00	639.0	26.63	11620	7"								7.00							7.00	0.29	23.21
26-jun-17 16:00	26-jun-17 16:30	0.50	639.5	26.65	11620	7"												0.50			0.50	0.02	23.23
26-jun-17 16:30	26-jun-17 18:00	1.50	641.0	26.71	11620	7"															0.00	0.00	23.23
26-jun-17 18:00	26-jun-17 21:00	3.00	644.0	26.83	11620	7"															0.00	0.00	23.23
26-jun-17 21:00	27-jun-17 00:30	3.50	647.5	26.98	11620	7"															0.00	0.00	23.23
27-jun-17 00:30	27-jun-17 03:30	3.00	650.5	27.10	11620	7"									3.00						3.00	0.13	23.35
27-jun-17 03:30	27-jun-17 08:00	4.50	655.0	27.29	11620	7"															0.00	0.00	23.35

27-jun-17 08:00	27-jun-17 10:00	2.00	657.0	27.38	11620	7"				2.00											2.00	0.08	23.44
27-jun-17 10:00	27-jun-17 15:30	5.50	662.5	27.60	11620	7"		5.50													5.50	0.23	23.67
27-jun-17 15:30	27-jun-17 17:00	1.50	664.0	27.67	11620	7"									1.50						1.50	0.06	23.73
27-jun-17 17:00	27-jun-17 19:00	2.00	666.0	27.75	11620	7"															0.00	0.00	23.73
27-jun-17 19:00	27-jun-17 19:30	0.50	666.5	27.77	11620	7"														0.50	0.50	0.02	23.75
27-jun-17 19:30	27-jun-17 20:30	1.00	667.5	27.81	11620	7"															0.00	0.00	23.75
27-jun-17 20:30	28-jun-17 03:00	6.50	674.0	28.08	11620	7"				6.50											6.50	0.27	24.02
28-jun-17 03:00	28-jun-17 08:00	5.00	679.0	28.29	11620	7"															0.00	0.00	24.02
28-jun-17 08:00	28-jun-17 14:30	6.50	685.5	28.56	11620	7"		6.50													6.50	0.27	24.29
28-jun-17 14:30	28-jun-17 15:30	1.00	686.5	28.60	11620	7"														1.00	1.00	0.04	24.33
28-jun-17 15:30	28-jun-17 16:00	0.50	687.0	28.63	11620	7"												0.50			0.50	0.02	24.35
28-jun-17 16:00	28-jun-17 19:30	3.50	690.5	28.77	11620	7"															0.00	0.00	24.35
28-jun-17 19:30	29-jun-17 03:00	7.50	698.0	29.08	11620	7"															0.00	0.00	24.35
29-jun-17 03:00	29-jun-17 06:00	3.00	701.0	29.21	11620	7"						3.00									3.00	0.13	24.48
29-jun-17 06:00	29-jun-17 11:00	5.00	706.0	29.42	11620	7"							5.00								5.00	0.21	24.69
29-jun-17 11:00	29-jun-17 14:00	3.00	709.0	29.54	11620	7"															0.00	0.00	24.69
29-jun-17 14:00	29-jun-17 14:30	0.50	709.5	29.56	11620	7"														0.50	0.50	0.02	24.71
29-jun-17 14:30	29-jun-17 15:30	1.00	710.5	29.60	11620	7"		1.00													1.00	0.04	24.75
29-jun-17 15:30	29-jun-17 17:30	2.00	712.5	29.69	11620	7"														2.00	2.00	0.08	24.83
29-jun-17 17:30	29-jun-17 21:30	4.00	716.5	29.85	11620	7"				4.00											4.00	0.17	25.00
29-jun-17 21:30	30-jun-17 06:00	8.50	725.0	30.21	11620	7"		8.50													8.50	0.35	25.35
30-jun-17 06:00	30-jun-17 09:00	3.00	728.0	30.33	11620	7"															0.00	0.00	25.35
30-jun-17 09:00	30-jun-17 10:30	1.50	729.5	30.40	11620	7"		1.50													1.50	0.06	25.42
30-jun-17 10:30	30-jun-17 11:00	0.50	730.0	30.42	11620	7"														0.50	0.50	0.02	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"															0.00	0.00	25.44
								289.00	**91.50**	**58.50**		**20.00**	**55.00**	**42.00**	**20.00**	**1.00**	**12.50**	**9.50**		**11.50**	**610.50**	**25.44**	**25.44**

	Ft	Avg ROP	Meters	Avg ROP		Phase	Rig Move	Drilling	Tripping	Circulating and mud conditioning	Wash and Ream	R/U & Logging	R/U & L/D BHA & R/U DP	R/U &Runing Casing	R/U & Cementing	D/O Cement, test Csg & FIT	Well Head / BOP	Safety Meetings	Other Prod. Time	Paid Rig Service*	Productive Time (hrs)	Productive Time (Days)	Cummulative Productive time (days)
26"						**26"**		5.5		3.5			7.0	3.0	4.0		2.0	2.5			27.5	1.1	1.1
16"						**16"**		89.0	17.0	18.5			3.5	9.5	6.0	1.0	8.0	2.0		1.0	155.5	6.5	7.6
12 1/4"						**12 1/4"**		104.0	54.5	22.0			39.5	6.5			0.5	2.0		3.5	232.5	9.7	17.3
7"						**7"**		90.5	20.0	14.5		20.0	5.0	23.0	10.0		2.0	3.0		7.0	195.0	8.1	25.4
						Total		**289.0**	**91.5**	**58.5**		**20.0**	**55.0**	**42.0**	**20.0**	**1.0**	**12.5**	**9.5**		**11.5**	**610.5**	**25.4**	**25.4**
						%		40%	13%	8%		3%	8%	6%	3%	0%	2%	1%		2%	84%	84%	84%

ANEXO. 4. Curva de Tiempo vs Profundidad ARMB – 003, Tiempos No Productivos

ARMB-003
CCDC 69

ARMB-003 Limpio
ARMB-003 Total

date From	date To	time hrs	cum time hrs	cum time days	depth ft	Phase	Reaming	Clean Flowline	Logging Problems	Change Bit or BHA	Influx Control	Stuck Pipe	Directional Drilling Problems	Mud/Solids Control Problems	Cement Problems	Casing/Well HeadProblems	Rig Repairs	Hole Problems & W&R	Bit Balling	Fishing	SideTrack	Other problem	Non Productive Time (hrs)	Non Productive time (Days)	Cummulative Non productive time (days)	Total (hrs)	NPT hours
			0	0	0																						
31-may-17 01:00	31-may-17 01:00	0.00	0.0	0.00	0	26"																	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
31-may-17 01:00	31-may-17 02:30	1.50	1.5	0.06	0	26"																	0.00	0.00	0.00	1.50	0.00
31-may-17 02:30	31-may-17 08:00	5.50	7.0	0.29	75	26"																	0.00	0.00	0.00	5.50	0.00
31-may-17 08:00	31-may-17 09:00	1.00	8.0	0.33	75	26"																	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00
31-may-17 09:00	31-may-17 10:30	1.50	9.5	0.40	262	26"																	0.00	0.00	0.00	1.50	0.00
31-may-17 10:30	31-may-17 12:00	1.50	11.0	0.46	262	26"																	0.00	0.00	0.00	1.50	0.00
31-may-17 12:00	31-may-17 13:30	1.50	12.5	0.52	262	26"				1.50													1.50	0.06	0.06	1.50	1.50
31-may-17 13:30	31-may-17 14:00	0.50	13.0	0.54	262	26"																	0.00	0.00	0.06	0.50	0.00
31-may-17 14:00	31-may-17 16:30	2.50	15.5	0.65	262	26"																	0.00	0.00	0.06	2.50	0.00
31-may-17 16:30	31-may-17 17:00	0.50	16.0	0.67	262	26"																	0.00	0.00	0.00	0.50	0.00
31-may-17 17:00	31-may-17 17:30	0.50	16.5	0.69	262	26"																	0.00	0.00	0.00	0.50	0.00
31-may-17 17:30	31-may-17 21:30	4.00	20.5	0.85	262	26"																	0.00	0.00	0.00	4.00	0.00
31-may-17 21:30	31-may-17 23:30	2.00	22.5	0.94	262	26"										2.00							2.00	0.08	0.08	2.00	2.00
31-may-17 23:30	1-jun-17 00:30	1.00	23.5	0.98	262	26"											1.00						1.00	0.04	0.13	1.00	1.00
1-jun-17 00:30	1-jun-17 02:30	2.00	25.5	1.06	262	26"																	0.00	0.00	0.13	2.00	0.00
1-jun-17 02:30	1-jun-17 03:00	0.50	26.0	1.08	262	26"																	0.00	0.00	0.00	0.50	0.00
1-jun-17 03:00	1-jun-17 08:30	5.50	31.5	1.31	262	26"																	0.00	0.00	0.00	5.50	0.00
1-jun-17 08:30	1-jun-17 09:00	0.50	32.0	1.33	262	26"																	0.00	0.00	0.00	0.50	0.00
1-jun-17 09:00	1-jun-17 09:30	0.50	32.5	1.35	262	16"																	0.00	0.00	0.00	0.50	0.00
1-jun-17 09:30	1-jun-17 12:30	3.00	35.5	1.48	262	16"																	0.00	0.00	0.00	3.00	0.00
1-jun-17 12:30	1-jun-17 13:00	0.50	36.0	1.50	270	16"																	0.00	0.00	0.00	0.50	0.00
1-jun-17 13:00	1-jun-17 15:30	2.50	38.5	1.60	270	16"																	0.00	0.00	0.00	2.50	0.00
1-jun-17 15:30	1-jun-17 16:00	0.50	39.0	1.63	477	16"																	0.00	0.00	0.00	0.50	0.00
1-jun-17 16:00	1-jun-17 17:00	1.00	40.0	1.67	477	16"																	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00
1-jun-17 17:00	1-jun-17 18:00	1.00	41.0	1.71	656	16"				1.00													1.00	0.04	0.04	1.00	1.00
1-jun-17 18:00	2-jun-17 21:00	27.00	68.0	2.83	656	16"																	0.00	0.00	0.04	27.00	0.00
2-jun-17 21:00	2-jun-17 23:00	2.00	70.0	2.92	670	16"																	0.00	0.00	0.04	2.00	0.00
2-jun-17 23:00	4-jun-17 18:00	43.00	113.0	4.71	1051	16"																	0.00	0.00	0.04	43.00	0.00
4-jun-17 18:00	4-jun-17 18:30	0.50	113.5	4.73	1051	16"																	0.00	0.00	0.04	0.50	0.00
4-jun-17 18:30	4-jun-17 19:00	0.50	114.0	4.75	1051	16"																	0.00	0.00	0.04	0.50	0.00
4-jun-17 19:00	5-jun-17 07:00	12.00	126.0	5.25	1051	16"																	0.00	0.00	0.04	12.00	0.00
5-jun-17 07:00	5-jun-17 10:00	3.00	129.0	5.38	2523	16"																	0.00	0.00	0.04	3.00	0.00
5-jun-17 10:00	5-jun-17 11:00	1.00	130.0	5.42	2523	16"		1.00															1.00	0.04	0.08	1.00	1.00
5-jun-17 11:00	5-jun-17 19:00	8.00	138.0	5.75	3110	16"				8.00													8.00	0.33	0.42	8.00	8.00
5-jun-17 19:00	5-jun-17 19:30	0.50	138.5	5.77	4770	16"																	0.00	0.00	0.42	0.50	0.00
5-jun-17 19:30	5-jun-17 21:00	1.50	140.0	5.83	4770	16"				1.50													1.50	0.06	0.48	1.50	1.50
5-jun-17 21:00	5-jun-17 21:30	0.50	140.5	5.85	4770	16"																	0.00	0.00	0.48	0.50	0.00
5-jun-17 21:30	5-jun-17 22:00	0.50	141.0	5.88	5080	16"																	0.00	0.00	0.48	0.50	0.00
5-jun-17 22:00	6-jun-17 07:30	9.50	150.5	6.27	5080	16"																	0.00	0.00	0.48	9.50	0.00
6-jun-17 07:30	6-jun-17 08:30	1.00	151.5	6.31	6449	16"																	0.00	0.00	0.48	1.00	0.00
6-jun-17 08:30	6-jun-17 11:00	2.50	154.0	6.42	6449	16"										2.50							2.50	0.10	0.58	2.50	2.50

6-jun-17 11:00	6-jun-17 13:00	2.00	156.0	6.50	6449	16"		2.00														2.00	0.08	0.67	2.00	2.00
6-jun-17 13:00	6-jun-17 14:00	1.00	157.0	6.54	6449	16"											1.00					1.00	0.04	0.71	1.00	1.00
6-jun-17 14:00	6-jun-17 19:00	5.00	162.0	6.75	6449	16"												5.00				5.00	0.21	0.92	5.00	5.00
6-jun-17 19:00	6-jun-17 21:30	2.50	164.5	6.85	6449	16"										2.50						2.50	0.10	1.02	2.50	2.50
6-jun-17 21:30	7-jun-17 01:30	4.00	168.5	7.02	6449	16"		4.00														4.00	0.17	1.19	4.00	4.00
7-jun-17 01:30	7-jun-17 02:00	0.50	169.0	7.04	6449	16"				0.50												0.50	0.02	1.21	0.50	0.50
7-jun-17 02:00	7-jun-17 02:30	0.50	169.5	7.06	6449	16"																0.00	0.00	1.21	0.50	0.00
7-jun-17 02:30	7-jun-17 08:30	6.00	175.5	7.31	6449	16"																0.00	0.00	1.21	6.00	0.00
7-jun-17 08:30	7-jun-17 10:30	2.00	177.5	7.40	6449	16"																0.00	0.00	1.21	2.00	0.00
7-jun-17 10:30	7-jun-17 13:30	3.00	180.5	7.52	6449	16"				3.00												3.00	0.13	1.33	3.00	3.00
7-jun-17 13:30	7-jun-17 21:30	8.00	188.5	7.85	6449	16"																0.00	0.00	1.33	8.00	0.00
7-jun-17 21:30	7-jun-17 22:00	0.50	189.0	7.88	6449	16"																0.00	0.00	1.33	0.50	0.00
7-jun-17 22:00	8-jun-17 00:30	2.50	191.5	7.98	6449	16"				2.50												2.50	0.10	1.44	2.50	2.50
8-jun-17 00:30	8-jun-17 01:00	0.50	192.0	8.00	6449	16"																0.00	0.00	1.44	0.50	0.00
8-jun-17 01:00	8-jun-17 04:30	3.50	195.5	8.15	6449	16"																0.00	0.00	1.44	3.50	0.00
8-jun-17 04:30	8-jun-17 06:00	1.50	197.0	8.21	6449	16"																0.00	0.00	1.44	1.50	0.00
8-jun-17 06:00	8-jun-17 07:30	1.50	198.5	8.27	6449	16"																0.00	0.00	1.44	1.50	0.00
8-jun-17 07:30	8-jun-17 08:00	0.50	199.0	8.29	6449	16"																0.00	0.00	1.44	0.50	0.00
8-jun-17 08:00	8-jun-17 08:30	0.50	199.5	8.31	6449	16"																0.00	0.00	1.44	0.50	0.00
8-jun-17 08:30	8-jun-17 11:00	2.50	202.0	8.42	6449	16"																0.00	0.00	1.44	2.50	0.00
8-jun-17 11:00	8-jun-17 13:00	2.00	204.0	8.50	6449	16"																0.00	0.00	1.44	2.00	0.00
8-jun-17 13:00	8-jun-17 16:30	3.50	207.5	8.65	6449	16"																0.00	0.00	1.44	3.50	0.00
8-jun-17 16:30	8-jun-17 18:00	1.50	209.0	8.71	6449	16"																0.00	0.00	1.44	1.50	0.00
8-jun-17 18:00	8-jun-17 20:00	2.00	211.0	8.79	6645	16"																0.00	0.00	1.44	2.00	0.00
8-jun-17 20:00	8-jun-17 23:00	3.00	214.0	8.92	6645	16"																0.00	0.00	1.44	3.00	0.00
8-jun-17 23:00	9-jun-17 01:30	2.50	216.5	9.02	6645	16"																0.00	0.00	1.44	2.50	0.00
9-jun-17 01:30	9-jun-17 02:30	1.00	217.5	9.06	6645	16"																0.00	0.00	1.44	1.00	0.00
9-jun-17 02:30	9-jun-17 05:00	2.50	220.0	9.17	6645	16"																0.00	0.00	1.44	2.50	0.00
9-jun-17 05:00	9-jun-17 07:00	2.00	222.0	9.25	6645	16"																0.00	0.00	1.44	2.00	0.00
9-jun-17 07:00	9-jun-17 10:00	3.00	225.0	9.38	6645	12 1/4"		3.00														3.00	0.13	1.56	3.00	3.00
9-jun-17 10:00	11-jun-17 16:30	54.50	279.5	11.65	7504	12 1/4"																0.00	0.00	1.56	54.50	0.00
11-jun-17 16:30	11-jun-17 19:00	2.50	282.0	11.75	7600	12 1/4"																0.00	0.00	1.56	2.50	0.00
11-jun-17 19:00	11-jun-17 21:30	2.50	284.5	11.85	7686	12 1/4"																0.00	0.00	1.56	2.50	0.00
11-jun-17 21:30	11-jun-17 23:00	1.50	286.0	11.92	7850	12 1/4"																0.00	0.00	1.56	1.50	0.00
11-jun-17 23:00	12-jun-17 03:30	4.50	290.5	12.10	7850	12 1/4"																0.00	0.00	1.56	4.50	0.00
12-jun-17 03:30	12-jun-17 05:00	1.50	292.0	12.17	8270	12 1/4"																0.00	0.00	1.56	1.50	0.00
12-jun-17 05:00	12-jun-17 08:00	3.00	295.0	12.29	8270	12 1/4"																0.00	0.00	1.56	3.00	0.00
12-jun-17 08:00	12-jun-17 09:00	1.00	296.0	12.33	8270	12 1/4"																0.00	0.00	1.56	1.00	0.00
12-jun-17 09:00	12-jun-17 12:30	3.50	299.5	12.48	8530	12 1/4"																0.00	0.00	1.56	3.50	0.00
12-jun-17 12:30	12-jun-17 14:00	1.50	301.0	12.54	8726	12 1/4"																0.00	0.00	1.56	1.50	0.00
12-jun-17 14:00	12-jun-17 17:00	3.00	304.0	12.67	8726	12 1/4"																0.00	0.00	1.56	3.00	0.00
12-jun-17 17:00	12-jun-17 17:30	0.50	304.5	12.69	8810	12 1/4"																0.00	0.00	1.56	0.50	0.00
12-jun-17 17:30	12-jun-17 21:00	3.50	308.0	12.83	8980	12 1/4"				3.50												3.50	0.15	1.71	3.50	3.50
12-jun-17 21:00	12-jun-17 21:30	0.50	308.5	12.85	8980	12 1/4"																0.00	0.00	1.71	0.50	0.00
12-jun-17 21:30	12-jun-17 22:00	0.50	309.0	12.88	8980	12 1/4"																0.00	0.00	1.71	0.50	0.00
12-jun-17 22:00	13-jun-17 05:00	7.00	316.0	13.17	8980	12 1/4"																0.00	0.00	1.71	7.00	0.00
13-jun-17 05:00	13-jun-17 06:00	1.00	317.0	13.21	8980	12 1/4"								1.00								1.00	0.04	1.75	1.00	1.00
13-jun-17 06:00	13-jun-17 06:30	0.50	317.5	13.23	8980	12 1/4"																0.00	0.00	1.75	0.50	0.00
13-jun-17 06:30	13-jun-17 10:30	4.00	321.5	13.40	8980	12 1/4"																0.00	0.00	1.75	4.00	0.00
13-jun-17 10:30	13-jun-17 12:00	1.50	323.0	13.46	8980	12 1/4"																0.00	0.00	1.75	1.50	0.00
13-jun-17 12:00	14-jun-17 03:30	15.50	338.5	14.10	9556	12 1/4"																0.00	0.00	1.75	15.50	0.00
14-jun-17 03:30	14-jun-17 05:00	1.50	340.0	14.17	9556	12 1/4"			1.50													1.50	0.06	1.81	1.50	1.50
14-jun-17 05:00	14-jun-17 06:00	1.00	341.0	14.21	9556	12 1/4"								1.00								1.00	0.04	1.85	1.00	1.00
14-jun-17 06:00	14-jun-17 08:30	2.50	343.5	14.31	9556	12 1/4"			2.50													2.50	0.10	1.96	2.50	2.50
14-jun-17 08:30	14-jun-17 10:00	1.50	345.0	14.38	9556	12 1/4"								1.50								1.50	0.06	2.02	1.50	1.50
14-jun-17 10:00	14-jun-17 19:00	9.00	354.0	14.75	10025	12 1/4"																0.00	0.00	2.02	9.00	0.00
14-jun-17 19:00	15-jun-17 11:00	16.00	370.0	15.42	10100	12 1/4"																0.00	0.00	2.02	16.00	0.00
15-jun-17 11:00	15-jun-17 13:30	2.50	372.5	15.52	10200	12 1/4"																0.00	0.00	2.02	2.50	0.00
15-jun-17 13:30	15-jun-17 18:30	5.00	377.5	15.73	10316	12 1/4"																0.00	0.00	2.02	5.00	0.00
15-jun-17 18:30	15-jun-17 19:30	1.00	378.5	15.77	10316	12 1/4"																0.00	0.00	2.02	1.00	0.00
15-jun-17 19:30	16-jun-17 11:30	16.00	394.5	16.44	10357	12 1/4"																0.00	0.00	2.02	16.00	0.00
16-jun-17 11:30	16-jun-17 12:30	1.00	395.5	16.48	10357	12 1/4"					1.00											1.00	0.04	2.06	1.00	1.00
16-jun-17 12:30	16-jun-17 15:00	2.50	398.0	16.58	10357	12 1/4"																0.00	0.00	2.06	2.50	0.00
16-jun-17 15:00	16-jun-17 16:00	1.00	399.0	16.63	10357	12 1/4"																0.00	0.00	2.06	1.00	0.00
16-jun-17 16:00	16-jun-17 19:00	3.00	402.0	16.75	10357	12 1/4"																0.00	0.00	2.06	3.00	0.00

16-jun-17 19:00	16-jun-17 19:30	0.50	402.5	16.77	10357	12 1/4"																0.00	0.00	2.06	0.50	0.00
16-jun-17 19:30	16-jun-17 22:30	3.00	405.5	16.90	10357	12 1/4"			3.00													3.00	0.13	2.19	3.00	3.00
16-jun-17 22:30	16-jun-17 23:00	0.50	406.00	16.92	10357	12 1/4"																0.00	0.00	2.19	0.50	0.00
16-jun-17 23:00	17-jun-17 02:00	3.00	409.0	17.04	10357	12 1/4"																0.00	0.00	2.19	3.00	0.00
17-jun-17 02:00	17-jun-17 13:00	11.00	420.0	17.50	10357	12 1/4"																0.00	0.00	2.19	11.00	0.00
17-jun-17 13:00	17-jun-17 14:00	1.00	421.0	17.54	10357	12 1/4"																0.00	0.00	2.19	1.00	0.00
17-jun-17 14:00	17-jun-17 23:00	9.00	430.0	17.92	10575	12 1/4"																0.00	0.00	2.19	9.00	0.00
17-jun-17 23:00	18-jun-17 02:00	3.00	433.00	18.04	10575	12 1/4"																0.00	0.00	2.19	3.00	0.00
18-jun-17 02:00	18-jun-17 09:30	7.50	440.5	18.35	10575	12 1/4"																0.00	0.00	2.19	7.50	0.00
18-jun-17 09:30	18-jun-17 10:30	1.00	441.5	18.40	10575	12 1/4"																0.00	0.00	2.19	1.00	0.00
18-jun-17 10:30	18-jun-17 23:30	13.00	454.5	18.94	10575	12 1/4"																0.00	0.00	2.19	13.00	0.00
18-jun-17 23:30	19-jun-17 00:30	1.00	455.5	18.98	10575	12 1/4"																0.00	0.00	2.19	1.00	0.00
19-jun-17 00:30	19-jun-17 02:00	1.50	457.0	19.04	10575	12 1/4"		1.50														1.50	0.06	2.25	1.50	1.50
19-jun-17 02:00	19-jun-17 07:30	5.50	462.5	19.27	10575	12 1/4"																0.00	0.00	2.25	5.50	0.00
19-jun-17 07:30	19-jun-17 08:30	1.00	463.5	19.31	10575	12 1/4"																0.00	0.00	2.25	1.00	0.00
19-jun-17 08:30	19-jun-17 10:30	2.00	465.50	19.40	10575	12 1/4"																0.00	0.00	2.25	2.00	0.00
19-jun-17 10:30	19-jun-17 11:00	0.50	466.0	19.42	10575	12 1/4"																0.00	0.00	2.25	0.50	0.00
19-jun-17 11:00	19-jun-17 12:30	1.50	467.5	19.48	10575	12 1/4"			1.50													1.50	0.06	2.31	1.50	1.50
19-jun-17 12:30	19-jun-17 13:00	0.50	468.0	19.50	10575	12 1/4"																0.00	0.00	2.31	0.50	0.00
19-jun-17 13:00	19-jun-17 13:30	0.50	468.5	19.52	10575	12 1/4"																0.00	0.00	2.31	0.50	0.00
19-jun-17 13:30	19-jun-17 15:00	1.50	470.00	19.58	10575	12 1/4"			1.50													1.50	0.06	2.38	1.50	1.50
19-jun-17 15:00	19-jun-17 21:30	6.50	476.5	19.85	10575	12 1/4"																0.00	0.00	2.38	6.50	0.00
19-jun-17 21:30	19-jun-17 22:00	0.50	477.0	19.88	10575	12 1/4"																0.00	0.00	2.38	0.50	0.00
19-jun-17 22:00	20-jun-17 01:00	3.00	480.0	20.00	10575	8 1/2"																0.00	0.00	2.38	3.00	0.00
20-jun-17 01:00	20-jun-17 01:30	0.50	480.5	20.02	10575	8 1/2"																0.00	0.00	2.38	0.50	0.00
20-jun-17 01:30	20-jun-17 04:00	2.50	483.0	20.13	10575	8 1/2"																0.00	0.00	2.38	2.50	0.00
20-jun-17 04:00	20-jun-17 04:30	0.50	483.5	20.15	10575	8 1/2"																0.00	0.00	2.38	0.50	0.00
20-jun-17 04:30	20-jun-17 07:00	2.50	486.0	20.25	10575	8 1/2"																0.00	0.00	2.38	2.50	0.00
20-jun-17 07:00	20-jun-17 08:00	1.00	487.0	20.29	10575	8 1/2"																0.00	0.00	2.38	1.00	0.00
20-jun-17 08:00	20-jun-17 08:30	0.50	487.5	20.31	10575	8 1/2"																0.00	0.00	2.38	0.50	0.00
20-jun-17 08:30	20-jun-17 14:00	5.50	493.0	20.54	10575	8 1/2"																0.00	0.00	2.38	5.50	0.00
20-jun-17 14:00	20-jun-17 15:00	1.00	494.0	20.58	10575	8 1/2"			1.00													1.00	0.04	2.42	1.00	1.00
20-jun-17 15:00	20-jun-17 16:00	1.00	495.0	20.63	10575	8 1/2"																0.00	0.00	2.42	1.00	0.00
20-jun-17 16:00	20-jun-17 18:00	2.00	497.0	20.71	10575	8 1/2"																0.00	0.00	2.42	2.00	0.00
20-jun-17 18:00	20-jun-17 18:30	0.50	497.5	20.73	10575	8 1/2"																0.00	0.00	2.42	0.50	0.00
20-jun-17 18:30	20-jun-17 21:30	3.00	500.5	20.85	10575	8 1/2"			3.00													3.00	0.13	2.54	3.00	3.00
20-jun-17 21:30	21-jun-17 05:30	8.00	508.5	21.19	10575	8 1/2"																0.00	0.00	2.54	8.00	0.00
21-jun-17 05:30	21-jun-17 06:00	0.50	509.0	21.21	10575	8 1/2"																0.00	0.00	2.54	0.50	0.00
21-jun-17 06:00	21-jun-17 21:30	15.50	524.5	21.85	10670	8 1/2"																0.00	0.00	2.54	15.50	0.00
21-jun-17 21:30	22-jun-17 06:00	8.50	533.0	22.21	10710	8 1/2"																0.00	0.00	2.54	8.50	0.00
22-jun-17 06:00	23-jun-17 06:00	24.00	557.0	23.21	11230	8 1/2"																0.00	0.00	2.54	24.00	0.00
23-jun-17 06:00	23-jun-17 16:30	10.50	567.5	23.65	11620	8 1/2"																0.00	0.00	2.54	10.50	0.00
23-jun-17 16:30	23-jun-17 19:30	3.00	570.5	23.77	11620	8 1/2"		3.00														3.00	0.13	2.67	3.00	3.00
23-jun-17 19:30	23-jun-17 23:30	4.00	574.5	23.94	11620	8 1/2"																0.00	0.00	2.67	4.00	0.00
23-jun-17 23:30	24-jun-17 06:00	6.50	581.0	24.21	11620	8 1/2"															6.50	6.50	0.27	2.94	6.50	6.50
24-jun-17 06:00	24-jun-17 09:00	3.00	584.0	24.33	11620	8 1/2"																0.00	0.00	2.94	3.00	0.00
24-jun-17 09:00	24-jun-17 09:30	0.50	584.5	24.35	11620	8 1/2"																0.00	0.00	2.94	0.50	0.00
24-jun-17 09:30	24-jun-17 10:00	0.50	585.0	24.38	11620	8 1/2"																0.00	0.00	2.94	0.50	0.00
24-jun-17 10:00	24-jun-17 12:30	2.50	587.5	24.48	11620	8 1/2"			2.50													2.50	0.10	3.04	2.50	2.50
24-jun-17 12:30	24-jun-17 13:00	0.50	588.0	24.50	11620	8 1/2"																0.00	0.00	3.04	0.50	0.00
24-jun-17 13:00	25-jun-17 06:00	17.00	605.0	25.21	11620	8 1/2"																0.00	0.00	3.04	17.00	0.00
25-jun-17 06:00	25-jun-17 07:00	1.00	606.0	25.25	11620	8 1/2"																0.00	0.00	3.04	1.00	0.00
25-jun-17 07:00	25-jun-17 07:30	0.50	606.5	25.27	11620	8 1/2"																0.00	0.00	3.04	0.50	0.00
25-jun-17 07:30	25-jun-17 09:00	1.50	608.0	25.33	11620	8 1/2"			1.50													1.50	0.06	3.10	1.50	1.50
25-jun-17 09:00	25-jun-17 09:30	0.50	608.5	25.35	11620	8 1/2"																0.00	0.00	3.10	0.50	0.00
25-jun-17 09:30	25-jun-17 22:30	13.00	621.5	25.90	11620	8 1/2"																0.00	0.00	3.10	13.00	0.00
25-jun-17 22:30	26-jun-17 06:00	7.50	629.0	26.21	11620	7"																0.00	0.00	3.10	7.50	0.00
26-jun-17 06:00	26-jun-17 09:00	3.00	632.0	26.33	11620	7"					3.00											3.00	0.13	3.23	3.00	3.00
26-jun-17 09:00	26-jun-17 16:00	7.00	639.0	26.63	11620	7"																0.00	0.00	3.23	7.00	0.00
26-jun-17 16:00	26-jun-17 16:30	0.50	639.5	26.65	11620	7"																0.00	0.00	3.23	0.50	0.00
26-jun-17 16:30	26-jun-17 18:00	1.50	641.0	26.71	11620	7"								1.50								1.50	0.06	3.29	1.50	1.50
26-jun-17 18:00	26-jun-17 21:00	3.00	644.0	26.83	11620	7"			3.00													3.00	0.13	3.42	3.00	3.00
26-jun-17 21:00	27-jun-17 00:30	3.50	647.5	26.98	11620	7"							3.50									3.50	0.15	3.56	3.50	3.50
27-jun-17 00:30	27-jun-17 03:30	3.00	650.5	27.10	11620	7"																0.00	0.00	3.56	3.00	0.00
27-jun-17 03:30	27-jun-17 08:00	4.50	655.0	27.29	11620	7"		4.50														4.50	0.19	3.75	4.50	4.50

27-jun-17 08:00	27-jun-17 10:00	2.00	657.0	27.38	11620	7"																0.00	0.00	3.75	2.00	0.00
27-jun-17 10:00	27-jun-17 15:30	5.50	662.5	27.60	11620	7"																0.00	0.00	3.75	5.50	0.00
27-jun-17 15:30	27-jun-17 17:00	1.50	664.0	27.67	11620	7"																0.00	0.00	3.75	1.50	0.00
27-jun-17 17:00	27-jun-17 19:00	2.00	666.0	27.75	11620	7"											2.00					2.00	0.08	3.83	2.00	2.00
27-jun-17 19:00	27-jun-17 19:30	0.50	666.5	27.77	11620	7"																0.00	0.00	3.83	0.50	0.00
27-jun-17 19:30	27-jun-17 20:30	1.00	667.5	27.81	11620	7"				1.00												1.00	0.04	3.88	1.00	1.00
27-jun-17 20:30	28-jun-17 03:00	6.50	674.0	28.08	11620	7"																0.00	0.00	3.88	6.50	0.00
28-jun-17 03:00	28-jun-17 08:00	5.00	679.0	28.29	11620	7"		5.00														5.00	0.21	4.08	5.00	5.00
28-jun-17 08:00	28-jun-17 14:30	6.50	685.5	28.56	11620	7"																0.00	0.00	4.08	6.50	0.00
28-jun-17 14:30	28-jun-17 15:30	1.00	686.5	28.60	11620	7"																0.00	0.00	4.08	1.00	0.00
28-jun-17 15:30	28-jun-17 16:00	0.50	687.0	28.63	11620	7"																0.00	0.00	4.08	0.50	0.00
28-jun-17 16:00	28-jun-17 19:30	3.50	690.5	28.77	11620	7"				3.50												3.50	0.15	4.23	3.50	3.50
28-jun-17 19:30	29-jun-17 03:00	7.50	698.0	29.08	11620	7"								7.50								7.50	0.31	4.54	7.50	7.50
29-jun-17 03:00	29-jun-17 06:00	3.00	701.0	29.21	11620	7"																0.00	0.00	4.54	3.00	0.00
29-jun-17 06:00	29-jun-17 11:00	5.00	706.0	29.42	11620	7"																0.00	0.00	4.54	5.00	0.00
29-jun-17 11:00	29-jun-17 14:00	3.00	709.0	29.54	11620	7"		3.00														3.00	0.13	4.67	3.00	3.00
29-jun-17 14:00	29-jun-17 14:30	0.50	709.5	29.56	11620	7"																0.00	0.00	4.67	0.50	0.00
29-jun-17 14:30	29-jun-17 15:30	1.00	710.5	29.60	11620	7"																0.00	0.00	4.67	1.00	0.00
29-jun-17 15:30	29-jun-17 17:30	2.00	712.5	29.69	11620	7"																0.00	0.00	4.67	2.00	0.00
29-jun-17 17:30	29-jun-17 21:30	4.00	716.5	29.85	11620	7"																0.00	0.00	4.67	4.00	0.00
29-jun-17 21:30	30-jun-17 06:00	8.50	725.0	30.21	11620	7"																0.00	0.00	4.67	8.50	0.00
30-jun-17 06:00	30-jun-17 09:00	3.00	728.0	30.33	11620	7"				3.00												3.00	0.13	4.79	3.00	3.00
30-jun-17 09:00	30-jun-17 10:30	1.50	729.5	30.40	11620	7"																0.00	0.00	4.79	1.50	0.00
30-jun-17 10:30	30-jun-17 11:00	0.50	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.50	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
30-jun-17 11:00	30-jun-17 11:00	0.00	730.0	30.42	11620	7"																0.00	0.00	4.79	0.00	0.00
								27.00	**7.00**	**43.00**		**4.00**		**3.50**	**7.50**	**12.00**	**4.00**	**5.00**				**6.50**	**119.50**	**4.98**	**4.79**	**730.00**	**119.50**

	Ft	Avg ROP	Meters	Avg ROP		Phase	Reaming	Clean Flowline	Logging Problems	Change Bit or BHA	Influx Control	Stuck Pipe	Directional Drilling Problems	Mud/Solids Control Problems	Cement Problems	Casing/Well HeadProblems	Rig Repairs	Hole Problems & W&R	Bit Balling	Fishing	SideTrack	Other problem	Non Productive Time (hrs)	Non Productive time (Days)	Cummulative Non productive time (days)	Total (hrs)	NPT hours
26"						**26"**				1.5						2.0	1.0						4.50	0.19	0.19	**32**	**5**
16"						**16"**		7.0		16.5						5.0	1.0	5.0					34.50	1.44	1.63	**190**	**35**
12 1/4"						**12 1/4"**		4.5	4.0	9.5		1.0				3.5							22.50	0.94	2.56	**255**	**23**
7"						**7"**		15.5	3.0	15.5		3.0		3.5	7.5	1.5	2.0					6.5	58.0	2.4	4.98	**253**	**58**
						Total		**27.0**	**7.0**	**43.0**		**4.0**		**3.5**	**7.5**	**12.0**	**4.0**	**5.0**				**6.5**	**119.50**	**4.98**	**4.98**	**730.00**	**119.50**
						%		4%	1%	6%		1%		0%	1%	2%	1%	1%				1%	16%	16%	16%	30.42 days	5.0 days

ANEXO. 5. Desarrollo De Costos ARMB - 002

			A		B			R			I			L					
EVENTO		DESCRIPCION	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
MOV	OK	SERVICIO MOVILIZACION DE TALADRO																	
	OK	SERVICIO TRANSPORTES TRASTEO TALADRO																	
	OK	SERVICIO EQUIPO PESADO MOVILIZACION																	
	OK	SERVICIO DE CATERING MOVILIZACION	0	0	0	$22.50	$45.00	$30.00	$30.00	$30.00	$22.50	$22.50	$7.50	$22.50	$22.50	$22.50	$22.50	$22.50	$22.50
	OK		0	0	0	$22.50	$22.50	$37.50	$30.00	$15.00	$30.00	$30.00	$0.00	$22.50	$22.50	$37.50	$52.50	$45.00	$15.00
	OK	SERVICIO DE GERENCIAMIENTO EN MOVILIZACION				$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.0	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00
	OK	SERVICIO LODOS EN MOVILIZACION																	
	OK	CONTROL DE SOLIDOS EN MOVILIZACION																	
	OK	MUD LOGGING EN MOVILIZACION																	
	OK	RENTA DE EQUIPOS DE MOVILIZACION	-	-	-														
	OK	COMBUSTIBLES MOVILIZACION		-	$398.73	$400.90	$396.56	$400.90	$398.73	$396.56	$396.56	$398.73	$136.52	$162.53	$411.73	$641.43	$422.57	$446.40	$1,722.77
		SUBTOTAL	$0.00	$0.00	$398.73	$5,290.90	$5,309.06	$5,313.40	$5,303.73	$5,286.56	$5,294.06	$5,296.23	$4,989.0	$5,052.53	$5,301.73	$5,546.43	$5,342.57	$5,358.90	$6,605.27
DRILLING	OK	SERVICIO TALADRO PERFORACION																	
	OK	SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION																	
	OK	SERVICIO DE DIRECCIONAL																	
	OK	SERVICIO LODOS PERFORACION																	
	OK	SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION																	
	OK	SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION																	
	OK	SERVICIO DE GYRO																	
	OK	SERVICIO DE CATERING PERFORACION																	
	OK																		
		SERVICIO INSPECCION DE TUBULARES PERFORACION																	
		SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION																	
	OK	SERVICIO CEMENTACION PERFORACION (INC EQU FLOTACION) ANILLOS DE TORQUE																	
	OK	SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING																	
	OK	SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS A HOYO ABIERTO WIRELINE																	
	OK	SERVICIO DE LINER HANGER																	
	OK	SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION																	
	OK	SERVICIO DE MARTILLOS																	
	OK	RENTA DE EQUIPOS PERFORACION																	
	OK	MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION																	
	OK	COMBUSTIBLES PERFORACION **DIESEL**																	
	OK	TUBERIA DE REVESTIMIENTO (**CASING**)																	
	OK	ACEITES Y GRASAS PERFORACION																	
	OK	GESTOR AMBIENTAL (**PLUS AMBIENTE**)																	
		SERVICIO DE TRANSPORTE DE PERSONAL																	
	OK	ALOJAMIENTO																	
	OK	SERVICIO DE CAMION VACCUM																	
	OK	PERMISOS SSHE																	
		SERVICIO DE BASE PERMANENTE OBREROS Y GUARDIAS																	
	OK	RENTA DE EQUIPOS MENORES																	
	OK																		
		SUB TOTAL	$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

			A			B		R			I		L	
EVENTO		DESCRIPCION	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
MOV	OK	SERVICIO MOVILIZACION DE TALADRO						$640,700							
	OK	SERVICIO TRANSPORTES TRASTEO TALADRO													
	OK	SERVICIO EQUIPO PESADO MOVILIZACION													
	OK	SERVICIO DE CATERING MOVILIZACION	$22.50	$22.50	$60.00	$135.00	$155.00	$210.00							
	OK		$60.00	$300.00	$502.50	$555.00	$622.50	$637.50							
	OK	SERVICIO DE GERENCIAMIENTO EN MOVILIZACION	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$3,230.0							
	OK	SERVICIO LODOS EN MOVILIZACION						$16,452.8							
	OK	CONTROL DE SOLIDOS EN MOVILIZACION		$225.00	$225.00	$225.00	$225.00	$4,305.0							
	OK	MUD LOGGING EN MOVILIZACION	$2,500.00	$1,425.00	$1,425.00	$1,425.00	$1,425.00	$1,425.00							
	OK	RENTA DE EQUIPOS DE MOVILIZACION													
	OK	COMBUSTIBLES MOVILIZACION	$3,803.09	$3,326.35	$2,643.74	$1,838.09	$1,744.44	$2,210.34							
		SUBTOTAL	$11,230.59	$10,143.85	$9,701.24	$8,821.09	$9,056.94	$669,181	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00
DRILLING	OK	SERVICIO TALADRO PERFORACION						$6,833.3	$26,500.00	$2,500.00	$25,300.00	$26,500.00	$21,700.00	$26,500.00	$26,500.00
	OK	SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION						$1,615.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00
	OK	SERVICIO DE DIRECCIONAL				$22,001.00	$8,470.00	$8,470.0	$8,470.00	$12,268.00	$19,468.00	$21,268.00	$20,368.00	$15,418.00	$14,970.00
	OK	SERVICIO LODOS PERFORACION							$1,730.20	$1,311.80	$2,385.91	$4,962.12	$2,750.00	$8,355.94	$9,604.93
	OK	SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION							$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00
	OK	SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION							$1,906.00	$1,906.00	$1,906.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00
	OK	SERVICIO DE GYRO											$13,900.00		
	OK	SERVICIO DE CATERING PERFORACION							$60.00	$60.00	$75.00	$45.00	$52.50	$52.50	$90.00
	OK								$862.50	$690.00	$562.50	$547.50	$487.50	$675.00	$892.50
		SERVICIO INSPECCION DE TUBULARES PERFORACION													
		SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION								$8,550.00					$13,410.00
	OK	SERVICIO CEMENTACION PERFORACION (INC EQUIPO FLOTACION) ANILLOS DE TORQUE								$35,588.82					$84,079.00
	OK	SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING													
	OK	SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS A HOYO ABIERTO WIRELINE													
	OK	SERVICIO DE LINER HANGER													
	OK	SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION							$15,000.00		$15,000.00				
	OK	SERVICIO DE MARTILLOS								$349.00	$349.00	$349.00	$349.00	$349.00	
	OK	RENTA DE EQUIPOS PERFORACION													
	OK	MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION									$75,585.00				
	OK	COMBUSTIBLES PERFORACION DIESEL							$2,123.66	$2,167.00	$6,934.40	$7,801.20	$7,909.55	$7,042.75	$4,767.40
	OK	TUBERIA DE REVESTIMIENTO (CASING)									$14,180.92				$168,741.31
	OK	ACEITES Y GRASAS PERFORACION									$310.00				$465.00
	OK	GESTOR AMBIENTAL (PLUSAMBIENTE)								$2,626.60	$14,592.20	$23,180.10	$20,080.25	$19,390.25	$10,993.50
		SERVICIO DE TRANSPORTE DE PERSONAL													
	OK	ALOJAMIENTO							$640.00	$440.00	$440.00	$400.00	$400.00	$660.00	$880.00
	OK	SERVICIO DE CAMION VACCUM													
	OK	PERMISOS SHE						$10,000.0							
		SERVICIO DE BASE PERMANENTE OBREROS Y GUARDIAS													
	OK	RENTA DE EQUIPOS MENORES													
	OK														
		SUB TOTAL	$0.00	$0.00	$0.00	$22,001.00	$8,470.00	$28,318.3	$56,442.36	$77,607.22	$186,248.93	$96,118.9	$99,062.8	$89,509.44	$346,259.64
					SECCIONES DE TRABAJO				26"		16"				
							Costos por Seccion		$193,438.91		$960,210.87				

EVENTO		DESCRIPCION	M							A				Y				O			
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
MOV	OK	SERVICIO MOVILIZACION CE TALADRO																			
	OK	SERVICIO TRANSPORTES TRASTE O TALADRO																			
	OK	SERVICIO EQUIPO PESADO MOVILIZACION																			
	OK	SERVICIO DE CATERING MOVILIZACION																			
	OK																				
	OK	SERVICIO DE GERENCIAMIENTO EN MOVILIZACION																			
	OK	SERVICIO LODOS EN MOVILIZACION																			
	OK	CONTROL DE SOLIDOS EN MOVILIZACION																			
	OK	MUD LOGGING EN MOVILIZACION																			
	OK	RENTA DE EQUIPOS DE MOVILIZACION																			
	OK	COMBUSTIBLES MOVILIZACION																			
		SUBTOTAL																			
DRILLING	OK	SERVICIO TALADRO PERFORACION	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$22,900.00	$24,100.00	$24,100.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00
	OK	SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00
	OK	SERVICIO DE DIRECCIONAL	$14,396.00	$21,396.00	$23,996.00	$16,596.00	$21,996.00	$18,396.00	$21,596.00	$17,396.00	$22,396.00	$23,996.00	$22,896.00	$8,712.00	$15,140.00	$23,365.00	$23,540.00	$18,640.00	$5,680.00	$1,180.00	$1,100.00
	OK	SERVICIO LODOS PERFORACION	$703.00	$28,230.92	$14,232.62	$14,675.90	$15,366.48	$12,594.13	$1,447.22	$20,610.50	$14,976.80	$13,666.08	$1,185.71	$5,006.57	$1,691.00	$24,662.24	$4,757.77	$2,384.17	$2,058.20	$6,316.79	$703.00
	OK	SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$4,305.00	$3,839.67
	OK	SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00
	OK	SERVICIO DE GYRO																			
	OK	SERVICIO DE CATERING PERFORACION	$97.50	$97.50	$112.50	$90.00	$90.00	$97.50	$97.50	$90.00	$105.00	$127.50	$195.00	$202.50	$120.00	$105.00	$142.50	$180.00	$225.00	$142.50	$97.50
	OK		$735.00	$600.00	$600.00	$667.50	$637.50	$630.00	$622.50	$525.00	$525.00	$540.00	$532.50	$780.00	$787.50	$637.50	$585.00	$615.00	$757.50	$742.50	$570.00
		SERVICIO INSPECCION DE TUBULARES PERFORACION																			
		SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION	$14,400.00											$14,400.00							
	OK	SERVICIO CEMENTACION PERFORACION INC EQ FLOTACION I ANILLOS DE TORQUE														$32,408.68					
	OK	SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING																			
	OK	SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS A HOY O ABIERTO WIRELINE												$18,000.00							
	OK	SERVICIO DE LINER HANGER																			
	OK	SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION	$45,000.00	$28,500.00															$20,000.00		
	OK	SERVICIO DE MARTILLOS	$349.00	$349.00	$349.00	$349.00	$349.00	$349.00	$349.00	$349.00	$349.00	$349.00		$349.00	$349.00	$349.00	$349.00	$349.00	$349.00	$349.00	$349.00
	OK	RENTA DE EQUIPOS PERFORACION																			
	OK	MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION																			
	OK	COMBUSTIBLES PERFORACION **DIESEL**	$2,600.40	$4,651.31	$3,234.60	$3,451.30	$5,200.80	$6,451.30	$6,934.40	$3,250.50	$7,584.50	$6,234.60	$6,284.30	$3,358.85	$3,142.15	$4,659.05	$5,417.50	$3,467.20	$3,250.50	$2,600.40	$1,350.30
	OK	TUBERIA DE REVESTIMIENTO (**CASING**)												$238,743.41							
	OK	ACEITES Y GRASAS PERFORACION								$465.00											
	OK	GESTOR AMBIENTAL (**PLUS AMBIENTE**)	$13,516.25	$9,819.00	$11,628.00	$2,539.00	$3,003.50	$0.00	$3,322.25	$3,116.75	$2,307.30	$5,691.75	$1,323.50	$3,953.10	$3,368.70	$4,224.65	$11,385.05	$7,508.20	$10,018.70	$11,321.60	$13,917.55
		SERVICIO DE TRANSPORTE DE PERSONAL																			
	OK	ALOJAMIENTO	$420.00	$420.00	$400.00	$480.00	$460.00	$420.00	$440.00	$380.00	$360.00	$380.00	$360.00	$620.00	$500.00	$420.00	$420.00	$480.00	$540.00	$500.00	$280.00
	OK	SERVICIO DE CAMION VACCUM	$13,228.00																		
	OK	PERMISOS SHE																			
		SERVICIO DE BASE PERMANENTE OBREROS Y GUARDIAS																			
	OK	RENTA DE EQUIPOS MENORES																			
	OK																				
		SUB TOTAL	$143,011.15	$131,890.33	$97,178.7	$83,414.70	$84,669.28	$78,503.93	$68,774.87	$81,351.75	$83,769.60	$90,530.93	$70,943.01	$389,697.43	$87,665.35	$188,397.12	$84,172.82	$71,189.57	$80,445.30	$60,718.79	$55,888.02
				12 1/4"																	
				$1,327,729.90																	

			M				A			Y			O		
EVENTO		DESCRIPCION	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	SUBTOTAL
MOV	OK	SERVICIO MOVILIZACION DE TALADRO													$640,700.00
	OK	SERVICIO TRANSPORTES TRASTED TALADRO													$0.00
	OK	SERVICIO EQUIPO PESADO MOVILIZACION													$0.00
	OK	SERVICIO DE CATERING MOVILIZACION													$990.00
	OK														$3,060.00
	OK	SERVICIO DE GERENCIAMIENTO EN MOVILIZACION													$95,285.00
	OK	SERVICIO LODOS EN MOVILIZACION													$16,462.90
	OK	CONTROL DE SOLIDOS EN MOVILIZACION													$5,205.00
	OK	MUD LOGGING EN MOVILIZACION													$9,625.00
	OK	RENTA DE EQUIPOS DE MOVILIZACION													$0.00
	OK	COMBUSTIBLES MOVILIZACION													$22,435.63
		SUBTOTAL													$759,823.53
DRILLING	OK	SERVICIO TALADRO PERFORACION	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$13,250.00					$868,183.33
	OK	SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00					$166,345.00
	OK	SERVICIO DE DIRECCIONAL	$11,690.00	$160.00	$160.00	$160.00	$1,260.00	$1,260.00	$1,100.00	$1,100.00					$452,474.00
	OK	SERVICIO LODOS PERFORACION	$703.00	$1,266.22	$6,531.96	$721.34	$703.00	$13,834.05	$703.00	$1,380.60					$242,673.17
	OK	SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	$3,639.67	$3,639.67	$3,639.67	$3,639.67	$3,639.67	$3,639.67	$3,639.67	$3,639.67					$140,382.03
	OK	SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	$1,511.00	$1,511.00	$1,511.00	$1,911.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,140.00				$66,234.00
	OK	SERVICIO DE GYRO													$13,900.00
	OK	SERVICIO DE CATERING PERFORACION	$120.00	$90.00	$135.00	$120.00	$127.50	$127.50	$142.50	$120.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$3,832.50
	OK		$382.50	$532.50	$615.00	$682.50	$585.00	$532.50	$682.50	$487.50	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$21,367.50
		SERVICIO INSPECCION DE TUBULARES PERFORACION													$0.00
		SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION							$24,030.00						$74,790.00
	OK	SERVICIO CEMENTACION PERFORACION (INC EQU FLOTACION ANILLOS DE TORQUE						$7,407.00	$74,231.37	$3,732.50					$303,507.37
	OK	SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING													$0.00
	OK	SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS A HOYO ABIERTO WIRELINE						$101,000.00							$179,000.00
	OK	SERVICIO DE LINER HANGER							$85,534.58						$85,534.58
	OK	SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION													$113,500.00
	OK	SERVICIO DE MARTILLOS				$349.00	$349.00								$8,725.00
	OK	RENTA DE EQUIPOS PERFORACION													$0.00
	OK	MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACION													$75,535.00
	OK	COMBUSTIBLES PERFORACION **DIESEL**	$1,733.60	$2,167.00	$3,033.80	$3,033.80	$2,600.40	$2,600.40	$3,250.50	$4,117.30	$2,167.00	$2,383.70	$1,516.90	$3,683.30	$168,358.82
	OK	TUBERIA DE REVESTIMIENTO (**CASING**)							$17,449.09						$437,114.72
	OK	ACEITES Y GRASAS PERFORACION													$1,240.00
	OK	GESTOR AMBIENTAL (**PLUSAMBIENTE**)	$6,281.60	$5,118.45	$3,360.30	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$233,229.10
		SERVICIO DE TRANSPORTE DE PERSONAL													$0.00
	OK	ALOJAMIENTO	$320.00	$380.00	$560.00	$440.00	$480.00	$380.00	$460.00	$240.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$15,180.00
	OK	SERVICIO DE CAMION VACCUM													$13,228.00
	OK	PERMISOS SHE													$10,000.00
		SERVICIO DE BASE PERMANENTE OBREROS Y GUARDIAS													$0.00
	OK	RENTA DE EQUIPOS MENORES													$0.00
	OK														$0.00
		SUB TOTAL	$58,126.37	$46,609.84	$52,311.73	$42,402.31	$43,005.57	$164,102.12	$244,544.21	$40,828.57	$3,307.00	$2,383.70	$1,516.90	$3,683.30	$3,724,994.13
							7"								$4,518,817.66
							$1,243,614.44								

ANEXO. 6. Desarrollo De Costos ARMB – 003

		M	A	Y	O	J		U			N			I		O	
EVENTO	DESCRIPCION	28		29	30	31	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
MOV	SERVICIO MOVILIZACION DE TALADRO				$40,000.00												
	SERVICIO TRANSPORTES TRASTEO TALADRO																
	SERVICIO EQUIPO PESADO MOVILIZACION																
	SERVICIO DE CATERING MOVILIZACION	$127.50		$112.50	$112.50												
		$345.00		$420.00	$525.00												
	ALOJAMIENTO	$200.00		$400.00	$420.00												
	SERVICIO DIRECIONAL EN MOVILIZACION				$22,001.00												
	CONTROL DE SOLIDOS EN MOVILIZACION				$4,344.67												
	MUD LOGGING EN MOVILIZACION				$500.00	$3,065.00											
	RENTA DE EQUIPOS DE MOVILIZACION		-	-	-												
	COMBUSTIBLES MOVILIZACION			$2,167.00													
	SUBTOTAL	$672.50		$3,099.50	$67,903.17	$3,065.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00
DRILLING	SERVICIO TALADRO PERFORACION					$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00
	SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION					$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00	$4,845.00
	SERVICIO DE DIRECCIONAL					$8,470.00	$17,433.00	$21,268.00	$21,268.00	$21,043.00	$15,418.00	$14,546.00	$14,396.00	$21,796.00	$21,996.00	$23,996.00	$22,596.00
	SERVICIO LODOS PERFORACION					$2,190.80	$703.00	$6,722.56	$4,449.56	$5,837.08	$18,551.45	$5,408.64	$5,060.62	$1,631.00	$703.00	$58,916.69	$24,944.21
	SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION				$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67
	SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION				$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$2,012.00	$2,012.00	$2,012.00
	SERVICIO DE GYRO					$13,900.00											
	SERVICIO DE CATERING PERFORACION					$127.50	$127.50	$135.00	$127.50	$165.00	$112.50	$127.50	$127.50	$135.00	$142.50	$142.50	$135.00
						$802.50	$810.00	$515.00	$637.50	$660.00	$645.00	$922.50	$817.50	$532.50	$525.00	$502.50	$532.50
	SERVICIO INSPECCION DE TUBULARES PERFORACION																
	SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION					$8,550.00					$13,410.00						
	SERVICIO CEMENTACION PERFORACION (NO EQUIPO FLOTACION)						$35,588.62						$84,079.13				
	SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING												$75,555.00				
	SERVICIO DE ANILLOS DE TORQUE																
	SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS A HOYO ABIERTO WIRELINE																
	SERVICIO DE LINER HANGER																
	SERVICIO DE MARTILLOS							$349.00	$349.00	$349.00	$349.00	$349.00	$349.00	$349.00			
	SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION																
	COMBUSTIBLES PERFORACION DIESEL					$3,683.90	$8,668.00	$9,101.40	$10,784.90	$9,101.40	$7,801.20	$4,659.05	$2,275.35	$4,334.00	$5,850.90	$6,501.00	$6,067.60
	TUBERIA DE REVESTIMIENTO (CASING)							$14,144.46								$100,803.66	
	ACEITES Y GRASAS PERFORACION																
	BROCAS BODEGA																
	GESTOR AMBIENTAL (PLUSAMBIENTE)						$11,684.10	$20,746.30	$34,738.75	$13,050.75	$3,246.00	$4,693.00	$3,039.75	$15,105.50	$12,222.50	$9,507.75	$6,226.00
	SERVICIO DE TRANSPORTE DE PERSONAL																
	ALOJAMIENTO					$740.00	$520.00	$480.00	$500.00	$500.00	$640.00	$700.00	$650.00	$420.00	$400.00	$400.00	$400.00
	SERVICIO DE CAMION VACCUM						$13,228.00										
	PERMISOS SHE					$10,000.00											
	RENTA DE EQUIPOS MENORES																
	SUB TOTAL	$0.00		$0.00	$6,260.67	$86,070.37	$126,348.09	$111,167.4	$109,920.9	$88,311.90	$97,778.62	$68,551.36	$224,005.52	$82,028.67	$79,541.57	$238,471.77	$98,602.98

Secciones de Trabajo	26"	16"
Costos por Sección	$92,331.04	$908,512.63

TOTAL POZO

		J			U			N			I			O	
EVENTO	DESCRIPCION	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
MOV	SERVICIO MOVILIZACION DE TALADRO														
	SERVICIO TRANSPORTES TRASTEO TALADRO														
	SERVICIO EQUIPO PESADO MOVILIZACION														
	SERVICIO DE CATERING MOVILIZACION														
	ALOJAMIENTO														
	SERVICIO DIRECIONAL EN MOVILIZACION														
	CONTROL DE SOLIDOS EN MOVILIZACION														
	MUD LOGGING EN MOVILIZACION														
	RENTA DE EQUIPOS DE MOVILIZACION														
	COMBUSTIBLES MOVILIZACION														
	SUBTOTAL	$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
DRILLING	SERVICIO TALADRO PERFORACION	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00
	SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	$4,585.00	$4,585.00	$4,585.00	$4,585.00	$4,585.00	$4,585.00	$4,585.00	$4,585.00	$4,585.00	$4,585.00	$4,585.00	$4,585.00	$4,585.00	$4,585.00
	SERVICIO DE DIRECCIONAL	$19,956.00	$22,596.00	$21,996.00	$22,796.00	$20,796.00	$13,902.00	$13,902.00	$18,002.00	$15,316.00	$21,265.00	$23,540.00	$22,140.00	$23,245.00	$1,100.00
	SERVICIO LODOS PERFORACION	$14,415.60	$14,029.85	$7,655.85	$17,251.57	$18,221.16	$1,852.32	$16,013.50	$7,887.90	$703.00	$703.00	$52,577.85	$7,091.94	$7,827.48	$703.00
	SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67	$4,344.67	$3,639.67	$3,639.67	$3,639.67
	SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	$2,012.00	$2,012.00	$2,012.00	$2,012.00	$2,012.00	$2,012.00	$2,012.00	$2,012.00	$2,012.00	$2,012.00	$2,012.00	$2,012.00	$2,012.00	$2,012.00
	SERVICIO DE GYRO														
	SERVICIO DE CATERING PERFORACION	$135.00	$150.00	$165.00	$165.00	$165.00	$165.00	$165.00	$172.50	$172.50	$157.50	$165.00	$157.50	$292.50	$195.00
		$540.00	$540.00	$615.00	$675.00	$637.50	$607.50	$690.00	$780.00	$877.50	$697.50	$562.50	$547.50	$667.50	$697.50
	SERVICIO INSPECCION DE TUBULARES PERFORACION														
	SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION			$9,550.00					$14,400.00						$8,010.00
	SERVICIO CEMENTACION PERFORACION (INC EQU FLOTACION)									$32,408.68					
	SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING														
	SERVICIO DE ANILLOS DE TORQUE										$41,077.00			$3,570.00	
	SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS A HOYO ABIERTO WIRELINE												$123,500.00		
	SERVICIO DE LINER HANGER														
	SERVICIO DE MARTILLOS														
	SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION													$65,000.00	
	COMBUSTIBLES PERFORACION DIESEL	$5,417.50	$4,767.40	$5,634.20	$6,284.30	$6,717.70	$4,767.40	$5,200.80	$3,900.60	$3,900.60	$4,117.30	$4,117.30	$4,117.30	$3,900.60	$2,383.70
	TUBERIA DE REVESTIMIENTO (CASING)									$249,741.14					$17,449.08
	ACEITES Y GRASAS PERFORACION														
	BROCAS BODEGA														
	GESTOR AMBIENTAL (PLUSAMBIENTE)	$9,386.25	$6,293.50	$2,597.75	$4,348.75	$4,402.75	$1,863.75	$6,371.00	$2,364.00	$7,613.50	$7,901.25	$13,048.50	$8,234.75	$1,823.25	$3,646.50
	SERVICIO DE TRANSPORTE DE PERSONAL														
	ALOJAMIENTO	$400.00	$460.00	$460.00	$500.00	$500.00	$400.00	$500.00	$660.00	$660.00	$400.00	$400.00	$440.00	$420.00	$540.00
	SERVICIO DE CAMION VACCUM										$13,000.00				
	PERMISOS SHE														
	RENTA DE EQUIPOS MENORES														
	SUB TOTAL	$87,732.22	$86,278.42	$85,115.47	$89,462.29	$88,881.78	$61,039.64	$80,283.97	$85,628.67	$408,833.59	$126,760.22	$131,852.82	$202,965.66	$143,483.00	$71,461.46
		12 1/4"								7 "					
	TOTAL POZO	$1,081,038.78								$1,323,033.06					

			J	U	N	I	O		
EVENTO		DESCRIPCION	26	27	28	29	30		SUBTOTAL
MOV		SERVICIO MOVILIZACION DE TALADRO							$40,000.00
		SERVICIO TRANSPORTES TRASTEO TALADRO							$0.00
		SERVICIO EQUIPO PESADO MOVILIZACION							$0.00
		SERVICIO DE CATERING MOVILIZACION							$352.50
									$1,290.00
		ALOJAMIENTO							$1,020.00
		SERVICIO DIRECIONAL EN MOVILIZACION							$22,001.00
		CONTROL DE SOLIDOS EN MOVILIZACION							$4,344.67
		MUD LOGGING EN MOVILIZACION							$3,565.00
		RENTA DE EQUIPOS DE MOVILIZACION							$0.00
		COMBUSTIBLES MOVILIZACION							$2,167.00
		SUBTOTAL	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00	$0.00		$74,740.17
DRILLING		SERVICIO TALADRO PERFORACION	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00	$26,500.00		$821,500.00
		SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACION	$4,585.00	$4,585.00	$4,585.00	$4,585.00	$4,585.00		$145,255.00
		SERVICIO DE DIRECCIONAL	$1,100.00	$1,100.00	$1,100.00	$1,100.00			$489,217.00
		SERVICIO LODOS PERFORACION	$1,358.60	$2,011.12	$703.00	$380.00	$585.04		$307,190.59
		SERVICIO DE CONTROL DE SOLIDOS PERFORACION	$3,639.67	$3,639.67	$3,639.67	$3,639.67	$3,639.67		$133,389.44
		SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACION	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$1,916.00	$4,384.00		$65,412.00
		SERVICIO DE GYRO							$13,900.00
		SERVICIO DE CATERING PERFORACION	$127.50	$120.00	$97.50	$90.00	$262.50		$4,725.00
			$697.50	$712.50	$615.00	$525.00	$420.00		$20,167.50
		SERVICIO INSPECCION DE TUBULARES PERFORACION							$0.00
		SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACION							$52,920.00
		SERVICIO CEMENTACION PERFORACION (INC EQU FLOTACION)							$212,076.63
		SERVICIO DE INSTALACION DE CABEZAL Y CORTE FRIO DE CASING							$75,595.00
		SERVICIO DE ANILLOS DE TORQUE							$44,647.00
		SERVICIO DE REGISTROS ELECTRICOS A HOYO ABIERTO WIRELINE							$123,500.00
		SERVICIO DE LINER HANGER							$0.00
		SERVICIO DE MARTILLOS							$2,443.00
		SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACION							$65,000.00
		COMBUSTIBLES PERFORACION **DIESEL**	$2,600.40	$2,600.40	$3,900.60	$3,683.90	$2,600.40		$158,841.10
		TUBERIA DE REVESTIMIENTO (**CASING**)							$382,138.35
		ACEITES Y GRASAS PERFORACION							$0.00
		BROCAS BODEGA							$0.00
		GESTOR AMBIENTAL **(PLUSAMBIENTE)**	$1,522.00	$6,608.60	$7,358.75	$656.65	$5,328.00	$0.00	$235,609.90
		SERVICIO DE TRANSPORTE DE PERSONAL							$0.00
		ALOJAMIENTO	$480.00	$520.00	$480.00	$260.00	$300.00		$15,160.00
		SERVICIO DE CAMION VACCUM							$26,228.00
		PERMISOS SHE							$10,000.00
		RENTA DE EQUIPOS MENORES							$0.00
									$0.00
		SUB TOTAL	$44,526.67	$50,313.29	$50,895.52	$43,336.22	$48,604.61		$3,404,915.51
									$3,479,655.68

ANEXO. 7. Actividades de Perforación en ARMB - 002.

Sección Conductora, 26”.

Se armó BHA No. 01 convencional con broca ticónica de 26” y perforó rotando sección de 26" desde 45' hasta 262' (pto. csg) con 150/190 gpm, 10/16 klbs sobre la broca, presión de 90/200 psi, 80/90 rpm con 5/6 klbsf de torque obteniendo en promedio un ROP de 30 ft/hr, se terminó de perforar la sección Cia. VES Suvey se armó herramientas para toma de registro giroscópico para control de verticalidad, se inició viaje de control con BHA No 1 desde 262' hasta superficie, el viaje no presentó problemas, ya en superficie se desarmó BHA No 1, quebrando sus componentes 3 drill collar 8" + 15 3/4" estabilizador y broca ticónica RC115 de 26" la cual obtuvo una calificación: 0 - 0 - NO - A - E - I - NO - TD.

Se armaron herramientas para corrida de casing 20" y se empezó con zapato 20" y 7 juntas CSG 20" H-40 94 lbs/ft rosco BTC hasta 262 pies, se circuló la capacidad del CSG con 250 Gpm y 50 Psi, con casing en el fondo a continuación se procedió a la cementación de para lo cual se probó circulación con stinger, conectado al stab in, e inició prueba de líneas de cementación con 2100 psi por 5 min, ok, se bombeó 15 bls. de agua fresca. + 72 bls de lechada de 15,6 lpg a 3 bpm con 180/240 psi obteniendo cemento puro en superficie a los 66 bls de lechada bombeada, se desconectó stinger y se levantó 5 ft y bombeó 4 bls de agua para limpieza del drill pipe 5 1/2", se sacó paradas de DP de 5 1/2" finalizando el trabajo de cementación con el retiro de stinger y el desarme de líneas. (ECUASERVOIL - SDT, 2017).

Sección Superficial 16”.

Se Armó BHA No. 02, Direccional con broca PDC 16” U519SBCEGU más 9 5/8" MOTOR (CAMISA 15 3/4") más FLOAT SUB más 14 3/4 ESTABILIZADOR más PONY MONEL más MWD más UBHO más MONEL más X-over. Se Perforó sección de 16” con BHA # 2 rotando de 262 ft hasta 477 ft con 250/400 GPM, 280 PSI, WOB 2/4 KLBS, 50/60 RPM. La Cia. “VES Survey” realizó registro giroscópico para orientar herramientas direccionales. Se perforó sección rotando y deslizando desde 477 ft hasta 670 ft. ROP instantánea 90 PPH. Se Bombeó píldoras y se circuló el pozo, se continuó perforando sección rotando y deslizando de 670 ft hasta 1051 ft, se instaló martillo HJDA65012 en sarta. Cia VES. Se realizó registro Gyro. Se Perforó rotando y deslizando

desde 1051 ft hasta 3110 ft con 1050 GPM. 3100 PSI. 60/70 RPM. WOB 2/5 KLBS. TQ 5/8 KLBS/FT. P DIFERENCIAL 100/400 PSI.

Se continuó perforando sección rotando y deslizando de 3110 ft hasta 4770 ft, ROP 105 PPH. Se desplazó 40 bls de píldora dispersa de 8,4 LPG y 40 bls píldora viscosa de 10 LPG. Se circuló para limpieza del hoyo. 1090 GPM. Se perforó rotando y deslizando desde 4770 ft hasta 5080 ft con 1030 GPM. 3100 PSI. 60/70 RPM. WOB 2/5 KLBS. TQ 5/8 KLBS/FT. P DIFERENCIAL 100/350 PSI. ROP 80 PPH. LITOLOGIA @ 4900 ft 100% Arcillolita. Inclinación: 13.93, Azimut: 204.03. Se continuó perforando, rotando y deslizando desde 5080 ft hasta 6449 ft (PTO. CASING) 1030 GPM. 3000 PSI. 60/70 RPM. WOB 5/18 KLBS. TQ 5/8 KLBS/FT. P DIFERENCIAL 100/350 PSI. Se circuló para limpieza del hoyo con 1090 GPM. 3200 PSI.

Se realizó viaje de calibración, sacando BHA #2 hasta 4515 ft. Máximo overpull 30 KLBS. Se circuló y desplazó 70 bls de píldora dispersa de 8.5 LPG. Se sacaron con bomba desde 4515 ft hasta 4292 ft. Salió libre hasta 3335 ft. Se regresó a fondo hasta 6449 ft. Tubería bajó libre. Se circuló tren de píldoras en fondo con 1090 GPM. 3450 PSI. Se realizó Lag Test diámetro promedio 16.29”, se espotea píldora viscosa pesada 10.8 LPG en el fondo. Se sacó BHA # 2 direccional libre desde 6449 ft hasta 1020 ft. Se cambió elevador de 51/2” X 5” y desarmó BHA #2. La calificación de la broca fue: 1-1-CT-S/T-X-I-BT-TD.

Se cambió elevadores y la “Cia. Mission” armó equipo de corrida de casing CDS de 13-3/8”, se conectó zapato flotador más junta # 01 csg 13-3/8 más collar flotador más junta # 02 csg 13-3/8”, se realizó prueba de unidades de flotación, resultado ok. Se continuó bajando casing de 75 ft hasta 6449 ft. 350 GPM. 550 PSI.

Total, en el pozo 175 juntas y 15 centralizadores.

- Zapato csg 13-3/8” @ 6449’ MD.
- 65 juntas csg 13-3/8” K-55 68 lb/ft.
- 110 juntas csg 13-3/8” K-55 54.5 lb/ft.

Se armó líneas y cabeza de cementación. Se cementó de acuerdo al programa:

- Prueba de líneas con 3000 PSI

- Bombea 50 bls de SAC-10 a 12.5 lpg.
- Libera tapón inferior.
- Bombea 386 Bls de lechada Lead 14 lpg.
- Bombea 66 Bls de lechada Tail 15.6 ppg.
- Libera tapón superior.

Se Desplazó cemento con 15 bls de agua fresca más 964 bls de fluido. Con una presión final de asentamiento de tapón superior con 1890 PSI. Back flow: 4 Bls. Se retiró camisa de flow line más templadores, ratonera, línea de llenado más se levantó tubo conductor 20", se cortó csg, se retiró conductor, y el soldador sueldó medias lunas csg 13-3/8" y csg 20". Se realizó corte en frio y retiró csg 13-3/8", bisela csg 13-3/8" e instaló sección A y B de multibowl, se realizó prueba de sellos con 1000 PSI, resultado ok. Se cambió saver sub, se instaló BOP, colocando tensadores, se conectó línea de HCR, kill line y línea hidráulica al acumulador y niple de campana. Se realizó prueba de BOP, se probó anular con 550 psi en baja por 10 min y se probó en alta con 1500 psi, bajo test plug, se instaló wear bushing y recuperó tapón de prueba.

Sección Intermedia, 12 – ¼"

Se armó los, BHA No. 3. Direccional con broca 12 1/4" y motor de 8 ½" float sub, monel, 12" estabilizador, pony monel , 8" MWD más monel, alinean motor , MWD y se armó una parada de 8" DC y una parada de 6 1/4", se bajó y probó MWD con 380 GPM y 450 psi. "respuesta a la prueba ok", Se continuó bajando BHA llenando cada 1500 pies hasta 6300 pies, se rotó el equipo de flotación collar flotador desde 6408 pies hasta 6410 pies, se limpiaron hasta 6435 pies con 500 GPM. 1000 PSI, 40 RPM, 4-5 klbs WOB, 7-8 klbs-ft circularon al hoyo para limpieza con caudal (q=) 500 GPM, 850 PSI, 20 RPM, 10 klbf ok. Se cerró anular y se realizó prueba de CSG con 800 PSI por 10 min ok. Se continuó limpiando desde 6435 pies hasta 6448 pies, rotando equipo de flotación zapato desde 6448 pies hasta 6449 pies, y se perforó hasta 6460 pies con 500 GPM. 1000 PSI. Se realizó el cambio de fluido: aqua gel por Q flow de 9.4 lpg. Viscosidad 34 "s", se cerró anular y se realizó prueba FIT con 900 psi densidad máxima 12 lpg.

Se determinó tope formación Tiyuyacu a 7345 pies MD, 7171 pies TVD por lo que se controlaron parámetros desde 7428 pies hasta 7490 pies con 700 GPM, 2000 PSI, 40 RPM, 5/10 klbs, 7-8 klbs-ft con 30 ft/hr de ROP, se perforó desde 7490 pies hasta 7686 pies con 900 GPM, 2500 PSI, 60 RPM, 10/18 klbs, 13/15

klbs-ft con diferenciales entre 350/400 PSI a 50 ft/hr, se continuó perforando de 7501 pies hasta 8321 pies con 800 GPM, 40/60 RPM, 2800 PSI y presiones diferenciales entre 350/400 PSI, 10/22 klbs, 25 a un promedio de 25 ft/hr, a esta profundidad se circuló tren de píldoras y circuló con 990 GPM, 2800 PSI, 70 RPM, 12/16 klbf, se inició viaje a superficie desde 8321 pies hasta 7127 pies libre, se continuó sacando dp de 5 1/2" XT54, con bomba hasta 6370 pies con 800 GPM, 2200 PSI, se bombeó 30 bls de píldora pesada y continuó sacando DP de 5 1/2" XT54 con BHA direccional hasta superficie chequea BHA direccional, se midió el gap del motor con desgaste normal de 2 mm, se quebró broca PDC de 12 1/4" tipo U519MBD6U y estabilizador.

La evaluación de la broca fue, 1- 1- WT- A - X -BT - PR, se cambió de broca y se continuó perforando sección 12 1/4" con broca PDC hasta 8726 pies con parámetros controlados a 700 gpm, 2100 psi, 40 rpm, 15/18, 2/510 klbs; a la profundidad de 8 810 pies, se varió parámetros al detectar bajo avance de la broca, se trabajó hasta 40 klb, tq 13, y de 40 a 60 rpm, hasta 8 827 pies, sin observar mejora en el ROP por lo que se decidió sacar broca a la superficie, donde se desarmó BHA No 4, determinando en la evaluación de la broca U519M 1 - 4 - RO - T - X - I - BT – PR. y se armó BHA No 5, direccional con broca PDC de 12 1/4" US19MBDGU, IADC M423. Se cambió motor direccional y martillo para bajar BHA direccional, hasta 848 pies, se hizo una prueba de conjunto direccional y MWD con 380 GPM y 540 psi “ok” y se continuó bajando hasta 8 827 pies (fondo) y se reinició la perforación con broca pdc desde 8 827 pies hasta 9 481 pies con 700/850 GPM, 2 000/2 700 PSI, Dif 150/200 PSI, 40/70 RPM, 13/14 klbf, 7 ft/hr, wob 32/42 klb, se varió parámetros a partir de 9 435 pies buscando mejorar ROP sin alcanzarlo por lo que se realizó un viaje a superficie para cambio de broca.

Se cambió de empresa proveedora de servicio de brocas y se armó BHA No 6 direccional, se cambió de broca a 12 1/4" PDC U519MCDGU por broca 12 1/4" PDC Z519 y se bajó BHA No 6 direccional en hoyo abierto desde 6449 pies hasta 9481 pies, se bajó repasando y circulando por seguridad las últimas dos paradas, perforando la sección 12 1/4" de 9 481 pies a 10 013 pies con 750 GPM, 40 RPM, 13/14 klbf, 3 600 PSI, 48 klbs, 6 ft/hr, donde se observó entrampamiento de presión interno por lo que se decidió dejar el punto de casing a esa profundidad y sacar el BHA No 6 a superficie desde 10013 pies, se evaluó la broca en desempeño y se obtiene una calificación de 0-0-NO-A-X-

I-NO-TD , se calibró gap del motor con 4 mm de desgaste y camisa. Se realizó reunión de seguridad previo armado de herramientas de registros eléctricos de Cia SLB, se ubicó la unidad, Se izó la polea superior y se colocaron la polea inferior sobre la mesa, se armó herramientas de registros eléctricos triple combo y sónico dipolar, GR, PX-HGNS, MCFL, HCAL, PEX-TLD, SS, AIT, SP sin dificultades. Se sacó la sonda a superficie y retiraron la unidad.

Se armaron herramientas para bajar casing de 9 5/8” y se revistió hoyo desde 92 pies hasta 10 013 pies, llenando tubo a tubo y rompiendo circulación cada 1 500 pies.

Total, en el pozo 241 juntas y 15 centralizadores.

- Zapato csg 13-3/8” @ 10006’ MD
- 93 juntas csg 9-5/8” L-80 53.5 lb/ft.
- 148 juntas csg 9-3/8” N-80 47 lb/ft.

Se circuló con casing en el fondo previo inicio de cementación.

Cia. CPVEN inició cementación de casing de 9 5/8" así:

- Probó líneas con 3000 psi.
- Bombeó 50 bls de SAC 10 de 12 lpg.
- Se soltó tapón inferior y desplazó con 5 bls de agua.
- Bombeó 30 bls de scavenger de 12,5 lpg.
- Bombeó 209 bls de lechada de relleno de 13,5 lpg.
- Se bombeó 75 bls de lechada de cola de 16,5 lb/g.
- Se soltó tapón superior y 15 bls de agua.
- Se desplazó con bombas del taladro con 420 bls de lodo presión final de trabajo 1 000 psi y asentó tapón con 1 500 psi.
- Back flow de 3bls
- Retiró líneas y cabeza de cementación.

La Cía. Mission instaló wash tool y bajó a lavar sección b del cabezal, se asentó pack of, en sección y se probó sellos inferiores con 2 000 psi por 10 min, dando como resultado “ok”. (ECUASERVOIL - SDT, 2017)

Sección de Producción, 8 – ½” y Linner 7”.

Se armó BHA No. 07. Direccional con broca PDC 8-1/2" tipo U616MCDVG, 6 ¾" Motor más Float sub más Pony Monel más 8 1/8 Estabilizador espiral más Pony Monel más MWD (GR) más Monel más (3) DC de 6 ½" más 18 HWDP 5"" más Martillo Hidráulico más 4 HWDP 5" más X-over.

Se continuó bajando BHA # 07 de 847 pies hasta 9 960 pies, se perforó tapones más collar flotador desde 9 960 pies hasta 9 962 pies. Se bajaron limpiando hasta 9 990 pies con 350 GPM. 1360 PSI. 40 RPM. WOB 8/10 KLBS. TQ 8/10 KLBS/FT. Se circuló el hoyo para limpieza con 350 GPM y 1 400 PSI. Se cerró el preventor anular y se realizó una prueba de integridad de casing con 800 PSI, dando como resultado "ok". Se continuó bajando hasta 10 004 pies, se perforó el zapato de 9 5/8" hasta 10 013 pies. Se cambió de fluido de perforación (Q Flow) de 10,8 LPG por (Q clean) de 9.2 LPG con 350 GPM. Se realizó una prueba de Integridad de formación FIT con 850 psi. Con una densidad equivalente de 11 LPG. Se tomó presiones reducidas de bombas.

Se perforó la sección de 8 ½" con broca PDC desde 10 013 pies hasta 11240 pies (TD). Con los siguientes parámetros Q 380 / 400 GPM, P 1 850/2 000 PSI, PDIF 200/300, 70 RPM, TQ 14/18 KLB/FT, 38 PPH. Se bombeó 30 bls píldora viscosa 9.2 LPG y se circuló 380 GPM y 1 500 PSI hasta retornos limpios en zarandas. Se realizó un viaje corto, y se bajaron rotando y circulando desde 10960 hasta TD. Se sacó BHA No 5 libre desde 11 240 pies hasta 9 930 pies, se continuó sacando en hueco entubado hasta superficie. Se realizó reunión de seguridad quiebra BHA No 5. La calificación de la broca fue: 0-1-WT-G/S-X-I-CT-TD.

La Cia. Schlumberger realizó corrida de registros eléctricos, bajando hasta 10930 pies. (Se Perdió señal), se sacó sonda hasta zapato de 9 5/8" (10 013 pies). El registro sónico no emitió señal. Se bajó nuevamente hasta 11 170 pies. Las herramientas perdieron señal y se sacó a superficie para hacer cambio de tarjeta de telemetría. Se bajó hasta 11 140 pies y se perdió señal nuevamente y se decidió sacar la herramienta a superficie. Se armó BHA No. 8. Convencional con broca PDC de 8 1/2" en 5 ½" DP. Se bajó repasando hasta 11 240 pies con 380 GPM y 700 PSI. Se circuló y realizó un viaje corto hasta 10 900 pies. Se realizó tensión hasta 30 KBLS @ 11 115 pies. Se sacó con bomba y se trabajó en puntos 11 079 pies, 10 990 pies, 10 905 pies. Se desarmó el BHA No 8 en superficie.

Se armó equipo de flotación con: zapato rimador 7” más collar flotador más 1 jt linner 7” más collar flotador más 1 jt linner 7” más Landing collar 7” y se probó el equipo de flotación, reportándose todo “ok”. Se bajó linner 7” desde 100 pies hasta 1 343 pies. Se conectó el colgador 7” x 9 5/8” BAKER, se bajó el linner con el colgador, se circuló la capacidad del linner con 150 GPM y 100 PSI. Se continuó bajando linner en 5 ½” DP. Hasta 8 650 pies. (Se detectó daño en el rodamiento del eje principal del malacate).

Total, de 40 juntas de linner de 7” (26 lb/ft, P-110), 43 anillos de torque. Luego de la reparación del malacate (38 horas) se decidió sacar Linner de 7” a superficie. Se desinstaló el colgador de 7 x 9 5/8”. La Cia. Mission armó sistema CDS (Casing Drive System) y se desenroscó Linner de 7”. Se armó el BHA No 9. Convencional con broca PDC de 8 1/2” y se bajó repasando y limpiando desde 9 980 pies hasta 11 240 pies. Se circuló con 9.7 LPG y se sacó BHA No. 9, desde 11 240 pies hasta 10 000 pies, se trabajó puntos apretados a 11 140 pies, 11 061 pies y 11 061 pies. Se utilizó Máximo over pull MOP más 30 KLBS. Se sacó a superficie y quebró BHA No 9 Convencional.

La Cia. Mission subió y armó las herramientas para corrida de linner de 7”. Se bajó en total 37 juntas de linner de 7” (26 lb/ft, P-110), 38 anillos de torque. Se continuó bajando linner de 7” en 5 ½” DP hasta 10 450 pies (restricción), se trabajó en sarta aplicando 50/60 KLBS. Se trabajó en sarta sin éxito. Se decidió sacar linner de 7” a superficie. Salió libre. Se desconectó colgador 7” x 9 5/8” y desenroscó el linner de 7”. Se observó centralizadores trabajados y zapato rimador golpeado.

Se realizó una reunión se seguridad previa al armado de BHA No. 10. Convencional con broca PDC de 8 ½” y se continuó bajando en 5 ½” DP, acondicionando hoyo repasando y limpiando desde 10 000 pies hasta 11 240 pies con 380 GPM, 700 PSI, 60/70 RPM, 5 /10 KLB WOB, 12/22 KBLS/FT. Se trabajó en intervalos apretados desde 10 436 pies hasta 10 480 pies; desde 10 507 pies hasta 10 590 pies. Se trabajó en sarta con rotación y bomba para limpiar obstrucción. Se trabajó en intervalo desde 10940 pies hasta 11240 pies, se trabajó en sarta con rotación y bomba se probó el BHA libre subiendo y bajando resultado “ok”. Se Bombeó tren de píldoras, 40 bls de píldora viscosas de 9,9 LPG y se espotea 90 bls de píldora lubricante de 10 LPG. Se casó o

atrapó el BHA No 10 desde 11 240 pies hasta 10 000 pies. La tubería salió libre. Se desarmó BHA No 10 en superficie.

La Cia. Mission subió y armó las herramientas para corrida de linner de 7”. Se Bajaron un total de 41 juntas de linner de 7” (26 lb/ft, P-110), 18 centralizadores. 42 anillos de torque. Se continuó bajando linner de 7” en 5 ½” DP hasta 11 210 pies.

- Zapato de 7” @ 11208’ MD.
- Landing collar @ 11136’ MD.
- Tope del Linner TOL @ 9821’ MD.

Se realizó una reunión de seguridad, se conectó la cabeza y líneas de cementación. Se probó las líneas con 6 000 PSI.

La compañía, “Tec. Cia Baker” registró peso de sarta subiendo 350 klbs peso de sarta y bajando 260 klbs peso de sarta rotando 290 klbs como resultado “ok”. Se desplazó la esfera 1 1/2" con 80 GPM.

Se cementó de acuerdo al programa:

- Se bombeó 40 Bls Sure Clean 8.4 ppg.
- Se bombeó 40 bls de Turbo clean 8.6 ppg más 5 Bls de agua tratada 8.2 ppg.
- Se bombeó 40 Bls de SAC-10 de 12 ppg
- Se bombeó 30 Bls de Ultrabonde de 9 ppg + 10 bls de agua tratada de 8.4 ppg.
- Se bombeó 30 Bls de lechada Scavenger 14.5 ppg.
- Se bombeó 37 Bls de lechada Tail 16.2 ppg.
- Se liberó tapón tipo dardo.

Se inició desplazamiento, se bombeó 60 Bls de agua más 40 bls de lodo a 3 BPM más 28.4 bls de lodo a 2 BPM, se asentó tapón con 1 790 PSI. Back flow: 1 Bbl. El acople de tapón dardo 550 psi. La presión de asentamiento del tapón fue de 1 200 psi. 1 bls de Back Flow. La compañía, “Tec. Cia Baker”, expandió el top packer de colgador FLEX LOCK IV. Se bajó sarta y descargó 60 klbs. Con 45 klbs se observó rompimiento de pines. Se comprobó circulación con 440 GPM y 612 PSI. Se comprobó asentamiento de colgador, se liberó setting tool.y la reversa, lavadores y espaciadores. Se realizó cambio de fluido de perforación “Q CLEAN” por agua fresca.

Se desconectó cabeza de cementación y se sacó el setting tool hasta superficie. Se dio por finalizadas las operaciones de perforación del pozo ARMADILLO B -002 (ARMB-002) el día 27 de mayo del 2017 a las 18H00 horas con el RIG CCDC 69. (ECUASERVOIL - SDT, 2017)

ANEXO. 8. Actividades de Perforación en ARMB – 003

Sección Conductora, 26”.

Esta sección fue realizada en 1.73 días. Se armó 105 paradas de 5 ½” DP y 10 paradas de 5” HWDP.

Se realizó reunión de seguridad. Arma BHA No. 1 convencional 26" broca ticónica RC 115 bit sub 8" dc. 15 3/4" estabilizador. (2) 8" DC. cross over. 5" HWDP y perfora rotando sección de 26" con BHA No. 1 convencional desde 47' hasta 263 (Pto. casing). Calificación broca: 0 - 0 - NO - A - E - I - NO - TD + baja casing de 20".

La sección se terminó a 263 pies MD / 263 pies TVD se utilizó Lodo Nitrato de Calcio con un peso inicial de 8.5 ppg y final de 8.5 ppg.

Se armó herramientas para corrida de casing 20" así: zapato 20" y 7 juntas CSG 20" H-40 94 lbs/ft rosca BTC hasta 263 pies, se circuló la capacidad del CSG con 250 Gpm y 50 Psi, con casing en el fondo a continuación se probó circulación con stinger conectado al stab in, resultado “ok”, técnicos de Cia. CPVEN realizó trabajo de cementación de CSG de 20" según programa: Prueba líneas con 2200 psi por 5 minutos, resultado “ok”, Inició secuencia de bombeo con 15 bls de agua más 85 bls de cemento observando retorno de cemento a los 71 bls bombeados de 12,9 lpg. Se desplazó con 5 bls de agua, se desconectó stinger, se levanta 5 ft y bombeó 4 bls de agua para limpieza del drill pipe 5 1/2", se sacó paradas de DP de 5 1/2" finalizando el trabajo de cementación con el retiro de stinger y desarmó líneas. Se cortó casing e instaló tubo conductor y flow line. (ECUASERVOIL ARMB-003, 2017)

Sección Superficial, 16”.

Esta sección fue realizada en 4.4 días. Se armó BHA No 2 direccional con broca 16" PDC (jets 7x12 más 1x13) más 9 5/8" motor (camisa 15 3/4"), flota

sub, 14 3/4 estabilizador, pony monel, MWD, UBHO, monel, xover orienta herramientas direccionales y se bajó hasta el tope de cemento a 260' con 250 gpm, 300 psi, se perforó cemento y zapato con: 250/450gpm. 300/500 psi. 40/50 rpm, 4/5 klb WOB. 4/5 klbf y bombeó 30 bls de píldora viscosa y circuló con 460 gpm y 500 psi. 40 rpm. 2/4 klbf tq para realizar registro giroscópico.

Se continuó perforando con BHA No 2 direccional con broca PDC 16" rotando y deslizando hasta 839 pies con: 8/12 klb WOB. 600 gpm. 1100/1400 psi, 40/50 rpm, 4/8 klbf tq, se bombeó 30 bls de píldora viscosa de 9.1 lpg. 80 seg y se circuló con 900 gpm y 1800 psi. 40 rpm, se continuó perforando hasta 1020 pies para limpieza del hoyo con 1000 gpm. 2100 psi, 40/50 rpm, se bombeó 40 bls de píldora viscosa de 9.1 lpg. 80 seg y realizó registro giroscópico.

Se realizó cambio de saver sub y elevador para tubería HWDP 5 x 5 1/2" y continuó perforando rotando y deslizando desde 1 020 pies hasta 4 117 pies con: 12/20 klb de WOB, 1050 gpm, 3000/ 3100 psi, 40/50 rpm, 8/15 klbf tq, repasando 2 veces cada parada, realizó estación de circulación y bombeó 30 bls de píldora dispersa 8.5 lpg y 27 seg viscosidad adicional de 30 bls de píldora viscosa 10.1 lpg y 80 seg viscosidad con 1050 gpm y 2700 psi. 60 rpm. 4/6 klbf tq y se continuó perforando hasta 6645 pies (pto. Casing) con: 15/25 klb WOB 1050 gpm. 3200/ 3500 psi. 60 rpm. 12/18 klbf tq.

Se circuló con tren de píldoras así: 30 bls dispersa 8,5 lpg y 27 seg más 30 bls de viscosa 10.2 lpg y 80 seg y se circuló hoyo para limpieza con 1 050 gpm y 3200 psi hasta retornos limpios en zarandas, se realizó repaso de última parada y presión se incrementó súbitamente hasta 3 950 psi, se decidió sacar BHA a superficie, se desarmó el BHA obteniendo una calificación broca 16" PDC de srie U519S: 0 - 0 - NO - A - X - I - BT/PN – TD, donde se decidió bajar casing de 13 38”

La sección terminó a 6645 pies MD / 5991 pies TVD con 9.9° de inclinación y 165° de azimut; para la perforación se utilizó lodo Nitrato de Calcio, con un peso inicial de 8.8 ppg y final de 10.2 ppg.

Se cambió elevadores y Cia. Mission armó equipo de corrida de casing CDS de 13-3/8”, se conectó zapato flotador más junta # 01 csg 13-3/8 más collar flotador más junta # 02 csg 13-3/8”, se realizó la prueba de unidades de flotación, resultado “ok”. Se continuó bajando casing de 75 pies hasta 3390 pies llenando tubo por tubo con 30 stks, se observó restricción en la bajada por lo que se trabajó sarta y se normalizó circulación con 320 gpm y 180 psi, se

incrementó el caudal progresivamente hasta 500 gpm y 180 psi, observando casing pegado, se maniobró sarta para liberar casing tensionando hasta 450/470 klb sin éxito. Se decidió cementar a 3 575 pies, se circuló hoyo para limpieza con 220 gpm y 130 psi.

Total, en el pozo 97 juntas y 14 centralizadores.

- Zapato csg 13-3/8” @ 3575’ MD
- 70 juntas csg 13-3/8” K-55 68 lb/ft.
- 27 juntas csg 13-3/8” K-55 54.5 lb/ft.

Se armó líneas y cabeza de cementación. Cementó de acuerdo al programa:

- Probó línea con 3 000 PSI
- Bombeó 40 bls de SAC-10 a 12.5 lpg.
- Liberó tapón inferior.
- Bombeó 156 Bls de lechada Lead 14 lpg.
- Liberó tapón superior.

Se desplazó lechada de cemento con 540 bls de fluido resultando “ok”. Con presión final 1000 psi, presión de asentamiento de tapón 1500 psi. Back flow 3 bls. Se reversó 7 bls de espaciador. Resultado “ok”. La Cia CPVEN retiró cabeza y líneas de cementación resultado “ok”. Se retiraron herramientas de corrida de csg 13 3/8" resultado “ok”.

Se retiró camisa de flow line más templadores, más ratonera, línea de llenado se levantó tubo conductor 20”, se cortó csg, se retiró conductor, soldador soldó medias lunas csg 13-3/8” y csg 20”. Se realizó corte en frio y retiró csg 13-3/8”, bisela csg 13-3/8” e instaló sección A y B de multibowl, se realizó prueba de sellos con 1 000 PSI, resultado “ok”.

Se cambió saver sub, instaló BOP, se colocó tensadores, conectó línea de HCR, kill line y línea hidráulica al acumulador y niple de campana. Se realizó prueba de BOP, probó anular con 500 psi en baja por 10 min y se probó en alta con 1500 psi, bajo test plug, se instaló wear bushing y recuperó tapón de prueba. (ECUASERVOIL ARMB-003, 2017)

Sección Intermedia, 12 ¼”.

Esta sección fue realizada en 6.1 días. Se armó BHA No 3 direccional con broca 12 1/4" PDC Z519, 8 1/2" motor PDM, camisa 11 3/4", float sub, pony

monel, 12" estabilizador, pony monel, MWD, xover, 3 drill collar 6 1/2" y 25 HW drill pipe 5", 6 1/2" martillo, 4 HW 5" drill pipe, xover, realizó prueba de herramienta con 350 gpm y 300 psi, se bajó hasta 3300 pies e inició circulación con 500 gpm 400 psi 50 rpm para bajar limpiando hasta 3533 pies, se rotó cemento suave hasta 3575 pies, equipo de flotación (zapato) desde 3573 pies hasta 3575 pies con 550 gpm 900 psi, se cementó hasta 3730 pies con 600 gpm 1200 psi y 40 rpm WOB = 5 klbs, resultado "ok", limpiando hasta 6645 pies, se circuló hoyo para limpieza con 860 gpm, 2400 psi, 60 rpm, se sacó BHA No 3 direccional a 3580 pies y se volvió a fondo, se cambió fluido de perforación de nitrato de calcio por fluido q flow de 10,2 lpg y 35 seg, y se perforó sección 12 1 /4" con broc /a PDC desde 6645 pies hasta 8980 pies, se sacó BHA No 3 direccional acondicionando hoyo hasta superficies, se realizó reunión de seguridad previo a desarmar y armar BHA No 4 direccional y desarmó BHA No 3 direccional, se retiró motor y broca 12 1/4" PDC observando desgaste axial del motor 5 mm, resultado "ok" y una calificación broca 12 1/4" Z519 1 - 1 - CT - G - X - 1 - WT - BHA.

Se armó BHA No 4 direccional con broca 12 1/4" PDC MDSIZ516 jets "5 x 12 + 3 x 13" tfa 0.941, motor, pony monel, estabilizador, pony monel, MWD y se bajó hasta 300 pies donde se probó la herramienta MWD con 350 gpm y 400 psi ok, continuó bajando hasta la profundidad de 7550 pies donde se tubo apoyo y se circuló hasta normalizar con 600 gpm y 1700 psi, se continuó bajando hasta 8980 pies, e inició la perforación de la sección 12 1/4" hasta 9010 donde se controló parámetros por conglomerado inferior hasta 9394 pies, se continuó perforando hasta 10357 pies con 780 gpm, 2900 psi, p dif 350 psi, 70 rpm, 18/26 klbs rop = 70 pph, se agregó lubricante al sistema (1.5 %), resultado "ok" y se sacó BHA No 4 direccional con broca 12 1/4" PDC desde 10357 pies hasta 109 pies, resultado "ok". Se reemplazó martillo en la sarta de perforación y se realizó reunión de seguridad para desarmar BHA direccional y se desarmó BHA No 4 direccional. Se retiró monel / UBHO / motor y broca 12 1/4" PDC, la calificación broca fue Z516 0 - 1 - CT - S/G - X - I - NO – BHA.

Se armó BHA No 5 convencional con broca Z5164R (4x13 4x14 tfa 1.12), near bit, 8" drill collar, 12" estabilizador, pony monel, MWD, xover, 6 1/2" 3 drill collar, resultado "ok", se realizó prueba de MWD @ 290 pies con 600 gpm y 700 psi, resultado "ok", se cortó y recorrieron 130 pies de cable de perforación y se realizó calibración de crow matic, para continuar bajando hasta 10356 pies y se retomó la perforación desde 10356 pies hasta 10575 pies (Pto de CSG 9

5/8") se circuló para limpieza de pozo con 800 gpm, 2450 psi, 110 rpm, 12/18 klbs, 22/26 klbs, y se sacó BHA a superficie luego de realizar viaje de acondicionamiento, se desarmó BHA No 5 convencional, se armó tapón de prueba y bajaron a recuperar wear bushing ok.

La sección terminó a 10575 pies MD / 9920 pies TVD con 0.16° de inclinación y 225° de azimuth; para la perforación se utilizó lodo Q FLOW con un peso inicial de 9.4 ppg y final de 11.2 ppg.

Se armaron herramientas para bajar casing de 9 5/8" y se revistió el hoyo desde 75 pies hasta 10565 pies, llenando tubo a tubo y rompiendo circulación cada 1000 pies.

Total, en el pozo 156 juntas y 14 centralizadores.

- Zapato CSG 9 5/8" @ 10565' MD
- 105 juntas CSG 9-5/8" L-80 53.5 lb/ft.
- 151 juntas CSG 9-3/8" N-80 47 lb/ft.

Se circuló con casing en el fondo previo inicio de cementación.

Cía. CPVEN se inició cementación de casing de 9 5/8" así:

- Se probó líneas con 3000 psi.
- Bombeó 50 bls de SAC 10 de 12 lpg.
- Se soltó tapón inferior y desplaza con 5 bls de agua.
- Bombeó 337 bls de scavenger de 12,5 lpg.
- Bombeó 187 bls de lechada de relleno de 13,5 lpg.
- Bombeó 61 bls de lechada de cola de 16,5 lb/g.
- Se soltó tapón superior y 20 bls de agua.

Se desplazó con bombas del taladro con 721 bls de lodo presión final de trabajo 1600 psi y se asentó tapón con 2100 psi. Back flow de 4 bls. Se retiró líneas y cabeza de cementación.

La Cía. Mission instaló wash tool y bajó a lavar sección b del cabezal, se asentó pack of en sección y se probaron sellos inferiores con 2000 psi por 10 min, resultado "ok". (ECUASERVOIL ARMB-003, 2017)

Sección de Producción, 8 ½" y Linner de 7".

Esta sección fue realizada en 4.65 días.

Se armó BHA No 6 direccional con broca 8 1/2" PDC MSI616UPX (jets 6x12 tfa 0.663), se instaló motor 6 3/4", MWD, se alineó herramientas direccionales, resultado “ok”, se bajó BHA No 6 direccional hasta 10521 ft donde se topó collar, se continuó perforando hasta 10540 ft con 350gpm 1800 psi, 40rpm, 24/26 klbf, y wob de 2 / 4 klb se bombeó 30 bls de píldora viscosa y se circuló previo prueba de hermeticidad de casing de 9 5/8" con 700 psi por 10 min, se continuó bajando BHA No 6 direccional, con broca PDC de 8 1/2" desde 10540 ft con 350 gpm, 1600 psi, 40 rpm, 24/28 klbf, 2 klb, se perforó zapato de casing de 9 5/8" y 10 pies de formación nueva con 350 gpm, 1600 psi, 40rpm, 24/28 klbf, , 8 klb hasta 10575 pies, se realizó cambio de fluido de perforación en el sistema de lodo Q-flow de 11.2 lpg por fluido Q-clean de 9.5 lpg a 10575 pies, con 350 gpm, 1500 psi, y se desplazó con 6 158 stk, se circuló en circuito corto para homogenizar sistema se realizó prueba de integridad de formación con fluido de 9.5 lpg colocando 700 psi por 10 min sin observar caída de presión (densidad de lodo equiv = 10.9 lpg).

Se perforó sección de 8 1/2" con broca PDC y herramientas direccionales desde 10 575 pies hasta 11 620 pies (pt del pozo), bombea 35 bls de píldora para limpieza y circula con 350 gpm, 1500 psi, 50 rpm, 25/27 tq, se probó cascara de arroz en la sección de 8.7", se realizaron viajes de control con BHA direccional desde 11620 pies hasta 10 530 pies, bajan hasta 1 620 pies (pt), por seguridad se baja lavando desde 11425 pies y con bomba y rotaria la última junta hasta 11620 pies, se circuló para limpieza de pozo con 400 gpm y 1 800 psi, 50rpm, 24/26 tq hasta retornos limpios, se bombeó 100 bls de píldora lubricante y desplazó con 2 050 stk dejando espoteada en el fondo, se sacó en viaje de control con BHA direccional desde 11 620 pies hasta 10 300 pies, libre, (zapato de 9 5/8" a 10565 ft) se bombeó 30 bls de píldora pesada de 12.4 lpg y desplazó con 90 stk para sacar tubería seca, se continuó sacando en hueco entubado BHA direccional con broca PDC de 8 1/2" desde 10 300 pies hasta 118 pies, se desarmó BHA No 6 direccional, se retiró broca, la calificación de la última broca fue 1 - 1 - CT - G - X - 1 – BT - TD.

La sección terminó a 11620 pies MD / 10961 pies TVD con 0.50° de inclinación y 281.00° de azimut; para la perforación se utilizó fluido Q-Clean con un peso de 9.5 a 9.9 ppg.

La Cia “SLB” ubicó unidad y subió poleas de izaje de herramientas a la mesa, se realizó reunión de seguridad previo armado, se armó herramientas para

corrida de registros eléctricos en superficie, se colocaron fuentes y prueba sonda en superficie, resultado, ok, se bajó sonda desde superficie hasta zapato de 9 5/8" con resultado, “ok” y se continuó bajando en hoyo abierto desde 10 565 ft hasta 11 600 pies, se bajó registrando con TRIPLE COMBO, HRLA Y SÓNICO MONOPOLAR , se sacó, registrando en hoyo abierto de 11 600 ft a 10 565 ft, se realizó sección repetida 300 ft bajo del zapato y continua registrando a 9 600 ft. Se saca sonda a superficie y quiebra herramientas finalizando la primera corrida.

Se armó herramientas para segunda corrida de registros eléctricos “IMÁGENES-DIPMETER-IS-GR” y se bajó sonda desde superficie hasta zapato de 9 5/8", se continuó bajando en hoyo abierto desde 10 565 pies hasta 11 600 pies según el programa sin dificultades, se sacó desde 11 600 pies hasta 10 600 pies, se realizó control de calidad de data adquirida, se bajó para sección repetida a 11300 pies y se sacó registrando sección repetida, se continuó hasta superficie sacando sonda de registros eléctricos de Cia SLB y se quebró sonda en superficie, se retiró poleas y la unidad.

La Cía. Misión armó herramientas para corrida de linner de 7” y bajó con 30 centralizadores así:

- Zapato de 7” @ 11488’ MD.
- Landing collar @ 11421’ MD.
- Tope del Linner TOL @ 10276’ MD.

Se colocaron anillos de torque en cada junta con 7 klb y se bajó desde superficie hasta 1175 ft, se acopló linner de 7" x 9 5/8” y se continuó bajando desde 1 175 ft hasta 10 545 ft (hoyo entubado), la profundidad a la que se registró parámetros como : 250 gpm a 700 psi / 300 gpm 800 psi/ 20 rpm con 18/21 klbf / 30 rpm con 20/21 klbf, peso subiendo 360 klb, bajando 215 klb, una vez se registró parámetros, se bajó linner de 7" en pozo abierto libre desde 10 545 pies hasta 11036 pies, se llenó normal y se continuó bajando desde 11 036 pies hasta 11563 pies, se conectó top drive para bajar con bomba y rotaria por seguridad se observó presión de circulación alta de 1300 psi con 60 gpm, se sostuvo caudal buscando estabilizar flujo sin embargo, se evidenció circulación intermitente y posteriormente se incrementó presión y pérdida de circulación, se maniobró sarta y se recuperó circulación por empaquetamiento, tensionando hasta 500 klb y se sacó linner hasta 11 470 pies, se maniobró sarta para recuperar circulación, el peso se lo fue subiendo a 470 klb, bajando con apoyo

hasta 150 klb, a 11 427 pies, se maniobró con rotaria, a 50 rpm se observó torque errático entre 25 y 30 klbf, y recuperación parcial de circulación, se continuó reciprocando sarta hasta desempaquetar y se circuló para limpieza de pozo a 11427 pies manteniendo constante rotación de 60 rpm y torque entre 25 y 30 klbft. Se incrementó caudal progresivamente pero no se logró pasar de 100 gpm con 500 a 1 000 psi. Se intentó incrementar a 120 gpm, se detuvo rotaria y se perdió circulación, se observó presión de 1 200 psi entrampadas, se maniobró para desempacar pozo reciprocando, se circuló a 11 460 pies con 60 rpm, 100 gpm y 550 psi buscando estabilizar presión, se incrementó paulatinamente el caudal buscando normalizar la presión al cierre del reporte 160 gpm y 550 psi, se observó retorno de crudo pesado e indicios de empaquetamiento, se bajó la sarta hasta 11 505 pies y se circuló estabilizando con 60 rpm, 230 gpm y 550 psi se conectó cabeza de cementación y se continuó circulando a 11 505 pies, se observó presión inestable con 160 gpm y 900 psi, se detectó indicios de empaquetamiento, se incrementó caudal y maniobró sarta con linner de 7" y colgador de Cía. Baker se circuló con parámetros variables así : 130 gpm y 850 psi; 180 gpm y 850 psi, con 200 gpm presión entre 600 y 850 psi, 125 gpm y 900 psi, se trabajó con 50 rpm y 25/28 klbf de torque, se maniobró sarta levantando desde 11 505 pies para mejorar parámetros de circulación hasta 11 485 pies, se incrementó caudal progresivamente logrando estabilizar presión con 210 gpm y 600 psi , 50 rpm y torque 21/27 klbf, se tomó pesos de la sarta 455 klb subiendo, 260 klb bajando y 280 klb rotando. Se decidió cementar a esta profundidad.

El personal de Cia Cpven subió líneas y conectó a cabeza de cementación, el personal de Cia Baker liberó esfera de 1 1/2" para anclar colgador y desplazó con 50 gpm y 160 psi, mientras se hizo un viaje con esfera dentro de tubería, se realizó reunión de seguridad previo trabajo de cementación de linner de 7”, se observó alojamiento de esfera en asiento en setting tool, por incremento de presión mientras se circuló a 50 gpm y 160 psi a 500 psi.

Se liberó presión y se alineó un camión bomba de Cia Cpven, se presurizó en directa y se observó retorno de fluido al alcanzar los 1 800 psi (comportamiento anormal rotura prematura o no existe sello en el asiento). Se repitió maniobra de bombeo tratando de alcanzar presión requerida para asentar colgador a 2500 psi sin éxito, se alineó a bombas del taladro y se repitió la operación logrando incrementar a 3 000 psi con 300 gpm, se detuvo bombeo observando caída de presión a cero, no existió sello con esfera en el asiento del setting

tool, se bajó sarta para verificar anclaje del colgador observando colgador anclado verificado con apoyo de 100 klb de peso. Colgador anclado a 11 488 ft, se intentó presurizar nuevamente para romper asiento de bola con bombas del taladro bombeando con 300 gpm y 3 750 psi. Sin éxito, existió retorno y presión después de presurizar cae a cero, no existió sello, se repitió la operación por tres ocasiones con parámetros similares, se decidió circular con bajo galonaje para determinar presión de circulación con 200 gpm y 2 200 psi, 80 gpm y 800/ 1200 psi, se levantó sarta y observó liberación de setting tool, se sacó sarta libre con 360 klb determinando pérdida de 40 klb (peso de linner). Colgador anclado.

Se realizó reunión de seguridad, se conectó cabeza y líneas de cementación. Se probó la línea con 6 000 PSI.

Se decidió continuar con cementación por lo que el personal de Cia Cpven mezcló cemento densificando con lechada de cola a 16.2 lpg y bombea así:

- 30 bls de sure clean,
- 30 bls de turbo clean,
- 5 bls de agua tratada,
- 20 bls de SAC 10,
- 30 bls de scavenger,
- 33 bls de lechada de cola,
- Se liberó tapón tipo dardo

Se bombeó 217 bls de lodo observando acoplamiento de dardo, se incrementó la presión hasta 5 500 psi y se empezó el desplazamiento, se bombeó 43.8 bls (volumen teórico) sin observar asentamiento. Se observó back flow continuo por lo que decidió expandir top packer levanta 10 ft de tubería con 360 klb, se bajó nuevamente con 80 klb y descargó 80 klb de peso y se expande colgador. Se sacó tubería e inició circulación para limpieza del anular, se desconectó cabeza de cementación, y se sacó setting tool hasta superficie. Se da por finalizadas las operaciones de perforación del pozo Armadillo B -003 (ARMB-003) el día 30 de junio del 2017 a las 11h000 horas con el rig CCDC 69. (ECUASERVOIL ARMB-003, 2017).

GLOSARIO

- Acuíferos. - Es aquel estrato o formación geológica permeable que permite la circulación y el almacenamiento del agua subterránea por sus poros o grietas.
- Ángulo de Desviación. - Llamada también inclinación, es el ángulo entre el eje del pozo y la vertical hacia abajo.
- ARM. - Abreviatura de Armadillo
- ARMA – 001. - Abreviatura para Armadillo “A” pozo 1.
- ARMB – 002. - Abreviatura para Armadillo “B” pozo 2
- ARMB – 003. - Abreviatura para Armadillo “B” pozo 3.
- ARMN. - Abreviatura para Armadillo Norte.
- ARMS. - Abreviatura para Armadillo Sur.
- Bloque Viajero. - Es un componente que se utiliza para la elevación de equipos de perforación o workover..
- BOP. - Conjunto preventor de reventones.
- Cabezal del Pozo. - Es el sistema de bridas dobles, válvulas y adaptadores diversos que proporcionan el control de la presión de un pozo de producción.
- Cash Tank. - Son tanques de almacenamiento de crudo que pueden ser horizontales y verticales.
- Casing Drive System. - Es una herramienta potente que funcionan como carcasa, se adapta al casing para reducir los riesgos asociados a corridas del casing.
- Cementación. - Proceso por el cual se corrige o se aísla una zona productora de petróleo, gas o agua mediante la inyección de cemento en los punzados.
- Collar Flotador. - El Collar de flotación puede controlar de forma precisa la altura del cemento dentro de la mezcla para así poder proveer de una mejor calidad de cementación.

- Domos Salinos. - Se forman como consecuencia de la flotabilidad relativa de la sal cuando se encuentra sepultada por debajo de otros tipos de sedimentos.
- ECD. – ensidad Efectiva Ejercida
- Flow Line. - Línea de flujo, es la tubería que lleva el fluido de perforación desde el pozo hacia las zarandas.
- Formación. - Conjunto de rocas sedimentarias que pueden o no almacenar fluido o gas.
- Hidromático. - Es una herramienta que va incorporado en el malacate y funciona como freno.
- Jets (Broca). - Toberas o boquillas a través de las cuales sale el fluido a una velocidad definida por el tamaño de las mismas.
- LWD. - Logging While Drilling, toma de registros durante la perforación.
- Malacate. - La máquina del equipo de perforación, consistente en un tambor de acero de gran diámetro, los frenos, una fuente de potencia y diversos dispositivos auxiliares. La función principal del malacate es de desenrollar y enrollar el cable de perforación, un cable de gran diámetro, de manera controlada.
- Manguerote. - Es la manguera de inyección de lodo.
- Mesa Rotaria. - Equipo de superficie que transfiere la potencia de los motores a la sarta de perforación con el objetivo de lograr un movimiento de rotación.
- MLU. - Por sus siglas en inglés: unidad de registro de lodo.
- MWD. - La adquisición de mediciones durante la perforación. Las mediciones se adquieren en el fondo del pozo, se almacenan un cierto tiempo en una memoria de estado sólido y posteriormente se transmiten a la superficie. Los métodos de transmisión de datos varían entre una compañía y otra, pero generalmente consisten en la codificación digital de los datos y su transmisión a la superficie como pulsos de presión en el sistema de lodo.
- Profundidad Media (MD). - Distancia medida a lo largo de la trayectoria del pozo. · Profundidad Total (TD). - Máxima profundidad alcanzada en un pozo. · Profundidad Vertical Verdadera (TVD). - Distancia vertical medida generalmente desde la plataforma de perforación hasta un punto en el pozo.
- Recortes de Perforación. - Fragmentos de roca que son llevados a la superficie por medio del fluido de perforación.
- Saver-sub. - Sustituto de protección para tuberías de perforación. Está diseñada con una estructura de aleación de acero.
- String. – Tuberia de revestimiento.

- TDS (Top Drive System). - Es un dispositivo que mide el nivel de torque impuesto en la perforación.
- Top Drive. - Dispositivo mecánico ubicado en una plataforma de perforación que transmite el torque necesario a la sarta de perforación para facilitar el proceso de perforación del hoyo.
- Zarandas. - Es el dispositivo principal y quizás más importante, del equipo de perforación para remover los sólidos perforados del lodo.