

Análisis técnico-financiero de la implementación de mejores prácticas para la disminución de tiempos no productivos (NPT), en las operaciones de perforación de los pozos horizontales de un campo de la cuenca de los Llanos Orientales.

Luis Ferney Escandón Mosquera

Trabajo de Grado para Optar el título de Especialista en Gerencia De hidrocarburos

Director

Jaime Fernando Amariz Ortiz

Ingeniero de Petróleos y especialista en ingeniería Ambiental

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialista en Gerencia De hidrocarburos

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A DIOS porque me ha dado todo lo que tengo, y me ha hecho todo lo que soy.

A mi papá por hacer de mí una persona con principios, has sido el mejor ejemplo y tu respaldo me han dado la seguridad para seguir adelante.

A mi mamá por ser la mejor mamá del mundo, tu amor y comprensión no tienen límites, gracias mi cuchita linda.

A mi querida esposa Lina Paola, por ser mi ayuda idónea y mi fiel compañera.

A mis amados hijos Juan Andrés y Antonella, son el motor de mi vida.

A mi hermana Margery y mis sobrinas Geral y Ana, por su apoyo incondicional.

A toda mi familia y todos aquellos que pusieron su granito de arena.

LUIFER

Agradecimientos

El autor expresa su agradecimiento a:

La Universidad Industrial de Santander por permitir mi formación profesional.

Al programa de Especialización en Gerencia de Hidrocarburos y a todos sus docentes por crear el escenario propicio para mi formación como especialista.

Al Ingeniero Jaime Fernando Amariz por su dirección y colaboración incondicional en este proyecto.

A nuestra coordinadora Ph.D. Zuly Calderón por sus orientaciones prácticas y asesorías académicas en el desarrollo del proyecto y durante toda la especialización.

LUIS FERNEY ESCANDON

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	15
1. Objetivos	16
1.1 Objetivo General.....	16
1.2 Objetivos Específicos.....	16
2. Generalidades del Campo y Fundamentación Teórica.....	17
2.1 Generalidades de la cuenca de los Llanos Orientales	17
2.1.1 Geología del campo	20
2.1.2 Columna estratigráfica del campo	22
2.2 Pozos perforados en la zona (pozos direccionales).....	24
2.2.1 Fundamentos teóricos de la perforación direccional	25
2.2.2 Operaciones de perforación en pozos horizontales y sus problemas asociados	30
2.2.3 Tiempos durante la perforación (planeados, no planeados, NPT).....	37
2.2.4 Estado mecánico y resumen operacional de los pozos horizontales del campo	40
2.2.4 Problemas comunes en la perforación de pozos horizontales en el campo	48
3. Diseño Metodológico	50
3.1 Determinación y selección de pozos base de estudio	50
3.1.1 Método de recolección de datos.....	52
3.1.2 Procesamiento y análisis de información.....	54
3.2 Presentación de resultados	55
3.2.1 NPT causado por el taladro.....	56

3.2.2 NPT causado por el hueco	56
3.2.3 NPT causado por terceras compañías	57
4. Análisis e Interpretación de Resultados	61
4.1 Identificación de problemas críticos	61
4.1.1 Porcentaje de NPT por sección de pozo	61
4.1.2 Porcentaje de NPT por tipo de causa	61
4.1.3 Porcentaje NPT global (por evento)	63
4.2 Análisis de problemas críticos	64
4.2.1 Problemas con el colgamiento del liner	64
4.2.2 Pega y empaquetamiento de tubería	70
4.2.3 Fallas de herramienta direccional LWD	75
4.2.4 Taponamiento de campana y flowline	82
4.3 Mejoras propuestas a los problemas críticos	83
4.3.1 Propuesta para problemas con el colgamiento del liner.....	84
4.3.2 Reformulación del fluido de perforación.....	84
4.3.3 Cambio de tecnología de transmisión de datos de la herramienta LWD.....	88
5. Análisis Técnico-Financiero	94
5.1 Análisis de costos.....	95
5.2 Evaluación Financiera.....	97
5.2.1 Flujos de Efectivo	99
6. Conclusiones	101
7. Recomendaciones.....	104
Referencias Bibliográficas	105

Lista de Tablas

<i>Tabla 1. Topes de las formaciones Pozo 2017C.....</i>	<i>23</i>
<i>Tabla 2. Problemas operativos relacionados con servicios de perforación</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 3. Problemas potenciales, causas y recomendaciones sección de pozo intermedia</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 4. Resume los problemas más frecuentes en el campo durante la perforación de esta sección en los pozos de este campo</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 5. Criterios de selección aplicados.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 6. Pozos seleccionados para estudio</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 7. NPT asociado a fallas del taladro.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 8. NPT asociado a problemas en el hueco</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 9. NPT asociado a problemas de terceras compañías</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 10. Eventos NPT por problemas de colgamiento del liner.....</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 11. Resumen de eventos NPT por problemas de pega y empaquetamiento</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 12. Eventos NPT por problemas de falla de herramienta LWD.....</i>	<i>81</i>
<i>Tabla 13. Propiedades lodo bentonítico</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 14. Problemas y requerimientos formaciones Guayabo y León.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 15. Propiedades del lodo propuesto (con nitrato de calcio)</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 16. Comparativa de telemetría EM y de pulsos en el lodo.....</i>	<i>92</i>
<i>Tabla 17. Campaña de perforación</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 18. Pozos comparativos de la campaña 2015-2020.....</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 19. Costos de pozos comparativos de la campaña 2015-2020.....</i>	<i>96</i>
<i>Tabla 20. Costo promedio pozos comparativos campaña 2015-2020.....</i>	<i>96</i>

Tabla 21. Costos de pozos futuros para campaña de 3 pozos 97

Lista de Figuras

<i>Figura 1. Mapa de localización Cuenca de los Llanos Orientales</i>	<i>18</i>
<i>Figura 2. Mapa de terrenos estructurales de la cuenca de los Llanos Orientales.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 3. Columna estratigráfica de la cuenca de los Llanos Orientales.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 4. Ubicación del bloque de estudio.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 5. Columna Estratigráfica y sistema petrolero Cuenca Llanos Orientales.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 6. Ejemplos de desviación de trayectoria</i>	<i>27</i>
<i>Figura 7. Pozo de alivio.....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 8. Configuraciones comunes de pozos multilaterales.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 9. Aplicación tecnología ERD</i>	<i>29</i>
<i>Figura 10. Curva de Profundidad vs. Tiempo</i>	<i>38</i>
<i>Figura 11. Estado mecánico general de los pozos del campo de estudio</i>	<i>41</i>
<i>Figura 12. Esquema de válvulas preventoras 11 x 5000 utilizado en el campo</i>	<i>41</i>
<i>Figura 13. Estado mecánico final de un pozo horizontal perteneciente al campo.....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 14. Pozos offset del plan direccional</i>	<i>46</i>
<i>Figura 15. Modelo de geonavegación generado a partir de superficie sísmica</i>	<i>47</i>
<i>Figura 16. Ejemplo de interface OpenWells®.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 17. Módulo Profile</i>	<i>55</i>
<i>Figura 18. Porcentaje del tiempo no productivo por sección del pozo</i>	<i>62</i>
<i>Figura 19. Porcentaje de tiempo no productivo por tipo de causa</i>	<i>62</i>
<i>Figura 20. Porcentaje de tiempo no productivo por evento</i>	<i>63</i>
<i>Figura 21. Curva Profundidad vs. Tiempo, pozo 2019A.....</i>	<i>65</i>

<i>Figura 22. Curva Profundidad vs. Costo, pozo 2019A</i>	66
<i>Figura 23. Curva Profundidad vs. Tiempo, pozo 2019E</i>	67
<i>Figura 24. Curva Profundidad vs. Costos, pozo 2019E</i>	67
<i>Figura 25. Curva Profundidad vs. Tiempo, pozo 2019F</i>	69
<i>Figura 26. Curva Profundidad vs. Costos, pozo 2019F</i>	69
<i>Figura 27. Curva Profundidad vs. Tiempo, pozo 2020C</i>	72
<i>Figura 28. Curva Profundidad vs. Costos, pozo 2020C</i>	72
<i>Figura 29. Curva Profundidad vs. Tiempo, pozo 2018B</i>	74
<i>Figura 30. Curva Profundidad vs. Costos, pozo 2018B</i>	74
<i>Figura 31. Curva Profundidad vs. Tiempo, pozo 2015A</i>	77
<i>Figura 32. Curva Profundidad vs. Costo, pozo 2015A</i>	77
<i>Figura 33. Curva Profundidad vs. Tiempo, pozo 2019D</i>	80
<i>Figura 34. Curva Profundidad vs. Costos, pozo 2019D</i>	80
<i>Figura 35. Curva Profundidad vs. Tiempo, pozo 2019A</i>	83
<i>Figura 36. Esquema de transmisión de pulsos electromagnéticos</i>	91
<i>Figura 37. Flujo de efectivo para el Escenario 1</i>	99
<i>Figura 38. Flujo de efectivo – Escenario 2</i>	100

Glosario

BHA: (Bottom Hole Assembly) Ensamblaje o conjunto de fondo.

Bls: Barriles.

BOP: (Blow Out Preventer) Válvulas preventoras.

Caliper: Registro de pozo para obtener el perfil del diámetro final del hueco.

Camapana: Segmento de tubería de alto diámetro que conecta mesa rotaria con BOP.

Cased Hole Logs: Registros de hueco entubado.

Casing: Tubería de revestimiento.

Crossover: Adaptador para conectar tubería con diferente tipo de rosca.

CBL: (Cement Bond Log) Registro de pozo para medir la calidad del cemento.

DC: (Drill Collar) Tubería de perforación extra pesada.

DLS: (Dog Leg Severity) Pata de perro, medida de la severidad del cambio de ángulo.

DP: (Drill Pipe) Tubería de perforación.

Dull Grade: Norma estándar para calificar el estado de la broca al salir del hueco.

ECD: (Equivalent Circulation Density) Densidad equivalente de circulación.

E-logs: (Electric Logs) Registros de pozo eléctricos.

Embotamiento: Pega de recortes de perforación a la broca.

Flowline: Línea de flujo, lleva el lodo saliente del hueco a los tanques.

Ft: (Feet) Pies, unidad de medida de longitud.

Gamma Ray: Registro que mide la reactividad de las formaciones en fondo del pozo.

GPM: (Gallons per Minute) Galones por minuto, unidad de medida de flujo.

Gyro: Herramienta para medir trayectoria y posición del BHA.

HWDP: (Heavy Weight Drill Pipe) Tubería de perforación pesada.

IADC: (International Association of Drilling Contractors) Autoridad técnica internacional.

ID: (Inner Diameter) Diámetro interno.

Jetting: “Jeteo”, limpiar o ayudar al flujo mediante el uso de fluidos a presión.

Klbs: Kilo-libras o miles de libras, unidad de peso, carga o tensión.

KOP: (Kick Off Point) Punto de desvío.

Landing Point: Punto de aterrizaje.

LCM: Loss Control Material- Material de control de pérdida de fluido.

Liner: Tubería de revestimiento ranurada para producción de hidrocarburos.

Liner Hanger: Herramienta para ubicar el liner en fondo de pozo.

Lpb: (Unidad de concentración de químicos) Libras por barril.

Lpg: (Unidad de densidad) Libras por galón.

LWD: (Logging While Drilling) Registrando mientras se perfora.

Manifold: Conjunto de válvulas para direccionar el flujo.

MBT: (Methylene Blue Test) Prueba de azul de metileno.

MD: (Measured Depth) Profundidad medida.

Mud Cake: Retorta formada por el filtrado del lodo.

Mud Logging: Control geológico mediante análisis de recortes del pozo.

MWD: (Measuring While Drilling) Midiendo mientras se perfora.

NHD: (No Hit Down) Herramienta para halar el BHA en situaciones de pega.

NPT: (Non Productive Time) Tiempo no productivo.

OD: (Outer Diameter) Diámetro externo.

Open Hole Logs: Registros en hueco abierto.

PDC Bit: (Polycrystalline Diamon Compact Bit) Broca de diamante policristalino compacto.

PDM: (Positive Displacement Motor) Motor de desplazamiento positivo.

QAQC: (Qualiti Assurance/Quality Control) Aseguramiento y control de calidad.

Rat Hole: Segmento de hueco abierto bajo el revestimiento.

ROP: (Rate of Penetration) Tasa de perforación.

RPM: (Revolutions per Minute) Revoluciones por minuto.

RSS: (Rotary Steerable System) Sistema rotatorio dirigible.

SBT Log: (Segmented Bond Tool) Registro de pozo para evaluar el llenado del cemento.

Setting Tool: Herramienta para instalar revestimiento en fondo de pozo.

Shallow Hole Test: Prueba de herramientas a profundidad somera.

SPP: (Stand Pipe Pressure) Presión en el standpipe o tubería vertical.

Survey: Registro de la trayectoria del hueco.

TD: (Total Depth) Profundidad total objetivo.

TFO: (Tool Face Orientation) Orientación de las herramientas en fondo.

TOC: (Top of Cement) Tope del cemento.

TOL: (Top of Liner) Tope del revestimiento.

TRS: (Tubular Running Service) Servicio de corrida de revestimientos.

TVD: (True Vertical Depth) Profundidad vertical verdadera.

Well Planning: Planeación de pozo.

Wireline: Sonda para bajar herramientas al pozo.

Resumen

Título: Análisis técnico-financiero de la implementación de mejores prácticas para la disminución de tiempos no productivos (NPT), en las operaciones de perforación de los pozos horizontales de un campo de la cuenca de los Llanos Orientales.*

Autor: Luis Ferney Escandón Mosquera **

Palabras Clave: Tiempo no productivo, perforación direccional, pozos horizontales, cuenca llanos orientales.

La perforación de pozos siempre busca la eficiencia en los tiempos de ejecución ya que esto le permite tener un mejor desempeño, no sólo técnico, sino también financiero que le permita llevar a cabo los proyectos dentro o incluso por debajo del presupuesto asignado durante la etapa de planeación del pozo; esto permite que la compañía operadora cumpla con sus objetivos de retorno financiero a futuro y protege el interés de los accionistas. Sin embargo, estas operaciones son ampliamente susceptibles a la ocurrencia de NPT o tiempos no productivos debido a problemas operacionales o fallas en las herramientas y equipos con los que se está trabajando; de ahí que sea de suma importancia la constante búsqueda de opciones que mitiguen o eliminen la ocurrencia de estos NPT, que pueden representar perjuicios para la compañía que van desde la pérdida de cierta cantidad de dinero hasta la pérdida total del proyecto.

Este estudio realiza el análisis de los NPT más comunes en un campo de la cuenca de los Llanos Orientales, sugiere mejoras tanto técnicas como de procedimientos y finalmente concluye con un análisis técnico-financiero que confirma la viabilidad y los beneficios que se obtendrían.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Jaime Fernando Amariz. Ingeniero de petróleo, Esp. Ingeniería ambiental.

Abstract

Title: Technical-financial analysis of the implementation of best practices to reduce non-productive times (NPT) in the drilling operations of horizontal wells in a field in the Llanos Orientales basin.*

Author: Luis Ferney Escandón Mosquera **

Key words: Non-productive time, directional drilling, horizontal wells, eastern plains basin.

Well drilling always seeks efficiency in execution times since this allows it to have a better performance, not only technical, but also financial, allowing it to carry out projects within or even below the budget assigned during the stage of well planning; This allows the operating company to meet its future financial return objectives and protects the interest of shareholders. However, these operations are widely susceptible to the occurrence of NPT or non-productive times due to operational problems or failures in the tools and equipment with which we are working; Hence, the constant search for options that mitigate or eliminate the occurrence of these NPTs is of utmost importance, which can represent damages for the company ranging from the loss of a certain amount of money to the total loss of the project.

This study performs the analysis of the most common NPTs in a field in the Llanos Orientales basin, suggests both technical and procedural improvements and finally concludes with a technical-financial analysis that confirms the viability and benefits that would be obtained.

* Degree work.

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Jaime Fernando Amariz. Petroleum Engineer, Esp. Environmental Engineering.

Introducción

Durante la perforación de pozos, ya sean verticales o direccionales, se presentan problemas operativos por no aplicar adecuadamente los procedimientos establecidos en el programa de perforación y en otras ocasiones por fallas en equipos y herramientas de perforación; estos eventos conllevan a pérdidas de tiempo (tiempo no productivo o NPT, pos sus siglas en inglés) incrementando el costo operacional y comprometiendo la integridad del pozo en desarrollo. Con el fin de mitigar este impacto, conviene realizar un análisis técnico-financiero que, ajustado a las condiciones específicas del campo, permita establecer y dar solución a las principales causas que originan dichos tiempos no productivos.

El presente estudio identificó las causas más frecuentes y de mayor impacto que produjeron tiempos no productivos durante la perforación de pozos y realizó el análisis técnico-financiero de las mejoras en procedimientos y herramientas sugeridas a implementar de manera que logró proponer soluciones viables aplicadas a los pozos horizontales de un campo en la cuenca de los Llanos Orientales. Si bien la total eliminación de eventos NPT no es asegurable, la compañía operadora del campo obtendrá una disminución considerable en la frecuencia y prolongación de tiempos NPT contando con mejores prácticas y procedimientos de respuesta, evitando afectar el presupuesto de la operación por costos no planeados y obteniendo pozos con integridad.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Realizar estudio técnico-financiero de la implementación de mejores prácticas para la disminución de tiempos no productivos (NPT) en las operaciones de perforación de los pozos horizontales de un campo de La Cuenca de los Llanos Orientales.

1.2 Objetivos Específicos

Identificar los pozos perforados con pérdida de tiempo y clasificar los tiempos no productivos presentes en las operaciones de perforación de los pozos del campo.

Analizar las causas técnicas que generan aumento en los tiempos no productivos actuales durante la perforación.

Plantear soluciones técnicas para la disminución de los tiempos no productivos presentados durante la perforación, como mejoras en los procedimientos.

Evaluar la viabilidad técnico-financiera el proyecto después de implementar las medidas de mejoras, para disminuir los tiempos no productivos que se presenten en la operación.

2. Generalidades del Campo y Fundamentación Teórica

El campo objeto del presente estudio se encuentra ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, un área con una alta complejidad geológica que presenta importantes retos durante operaciones de perforación de pozos, entre los cuales se puede encontrar alta ocurrencia de eventos tipo NPT relacionados con la formación geológica que se está atravesando debido a la diversidad de litologías encontradas. Es por esto que es de vital importancia contar con una clara identificación geológica del bloque a perforar, correlacionada con los eventos NPT presentados históricamente con el fin de identificar posibles patrones de comportamiento y desarrollar acciones de prevención y mitigación.

2.1 Generalidades de la cuenca de los Llanos Orientales

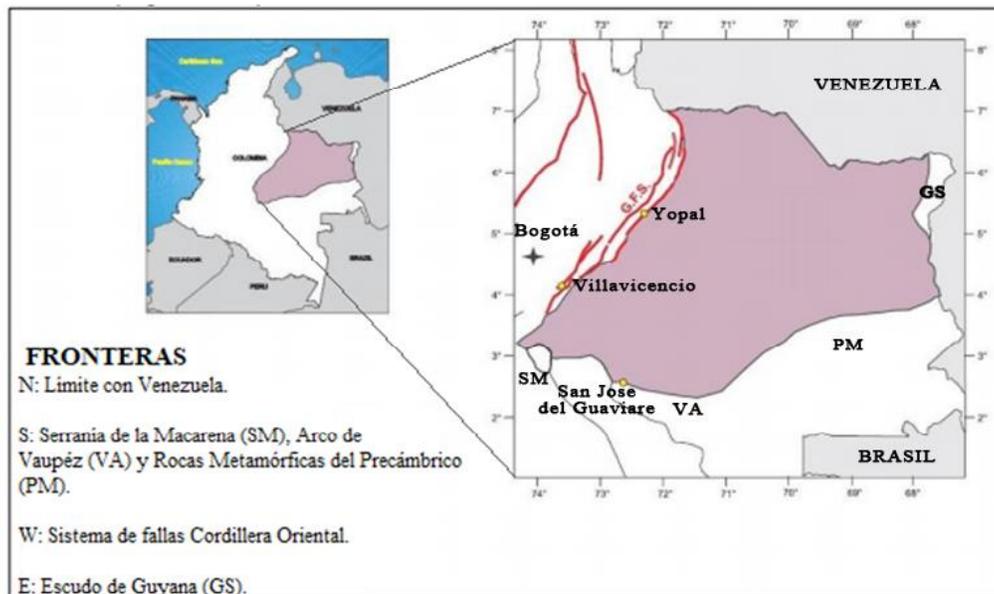
Localización. Ubicada en el territorio comprendido entre los departamentos de Casanare, Arauca, Meta y Vichada. Limitando al norte con la frontera con Venezuela, al oriente con el escudo de Guyana, al sur con la serranía de la Macarena y al occidente con el piedemonte de la cordillera oriental (Lozano, E. y Zamora, N. 2014), Figura 1.

Geología. Relacionada estructural y estratigráficamente con la cuenca del Valle Medio del Magdalena y la Cordillera Oriental; tiene origen durante el periodo Paleozoico con predominancia de fallas tipo normal, con rocas sedimentarias que varían desde el Cretácico hasta el Cuaternario las cuales fueron afectadas por eventos tectónicos compresivos relacionados a los procesos del levantamiento de la Cordillera Oriental, derivando en sistemas de anticlinales (Guavio), pliegues sinclinales (Nazareth y Nunchía) y fallas como Yopal, Guaicaramo y el sistema de fallas Cusiana-Tamara. Dando lugar a cinco terrenos estructurales (Figura 2), Arauca

con fallas de rumbo e inversas, Casanare con fallas normales antitéticas y sintéticas, Meta con fallas inversas y normales, Vichada con fallas normales y basamento poco profundo, y Piedemonte Llanero con fallas normales invertidas, inversas, deformación del basamento y pliegues (Lozano, E. y Zamora, N. 2014).

Figura 1.

Mapa de localización Cuenca de los Llanos Orientales



Nota: Adaptado de Anexo I, Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales, Lozano y Zamora, 2014 (p. 5).

La Figura 3 muestra la secuencia estratigráfica generalizada (Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, 2010) conformada por:

) Formaciones Une, Gachetá y Guadalupe, depositadas durante el periodo Cretácico. La formación Gachetá es considerada principalmente como roca generadora, mientras la formación Guadalupe se considera roca reservorio.

) Formaciones Barco y Los Cuervos, conformadas durante la época del Paleoceno (periodo Paleógeno). La formación Los Cuervos presenta procesos erosivos.

) Formación Mirador, depositada durante la época del Eoceno (periodo Paleógeno), considerada roca reservorio.

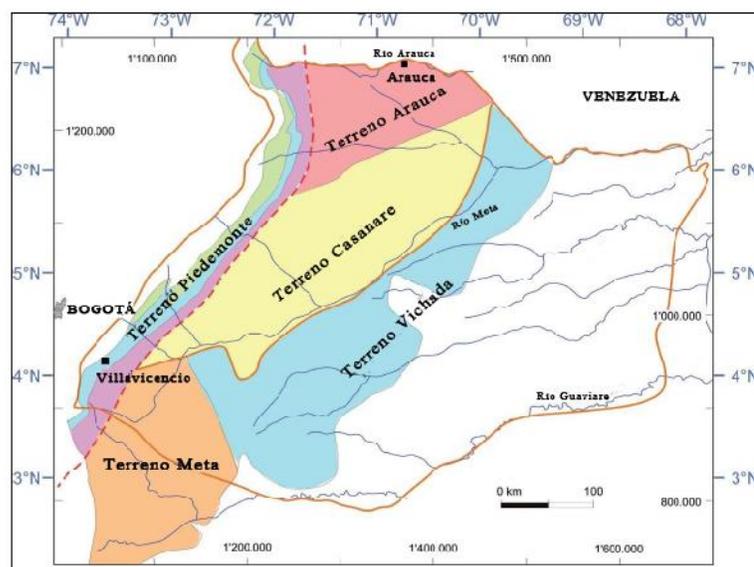
) Formación Carbonera, depositada durante las épocas del Eoceno y Oligoceno (periodo Paleógeno) e inicios del Mioceno (periodo Neógeno), se divide en las unidades C1 al C8, de la más somera a la más profunda respectivamente, siendo identificadas como roca reservorio las arenas C3, C5 y C7, mientras que las arenas C2, C4, C6 y C8 son reconocidas como sellos locales.

) Formación León, depositada durante la época del Mioceno medio (periodo Neógeno), reconocida principalmente como roca sello.

) Formaciones Guayabo y Necesidad, depositadas durante épocas del Mioceno tardío y Plioceno (periodo Neógeno).

Figura 2.

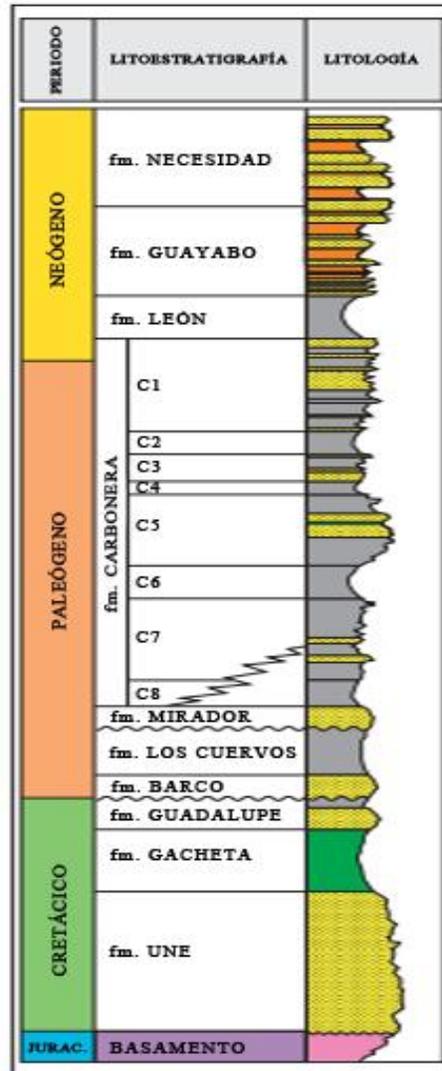
Mapa de terrenos estructurales de la cuenca de los Llanos Orientales



Nota: Adaptado de Anexo I, Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales, Lozano y Zamora, 2014 (p. 11).

Figura 3.

Columna estratigráfica de la cuenca de los Llanos Orientales



Nota: Adaptado de Geología del Petróleo - Ronda Colombia 2010, Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), 2010 (p. 7).

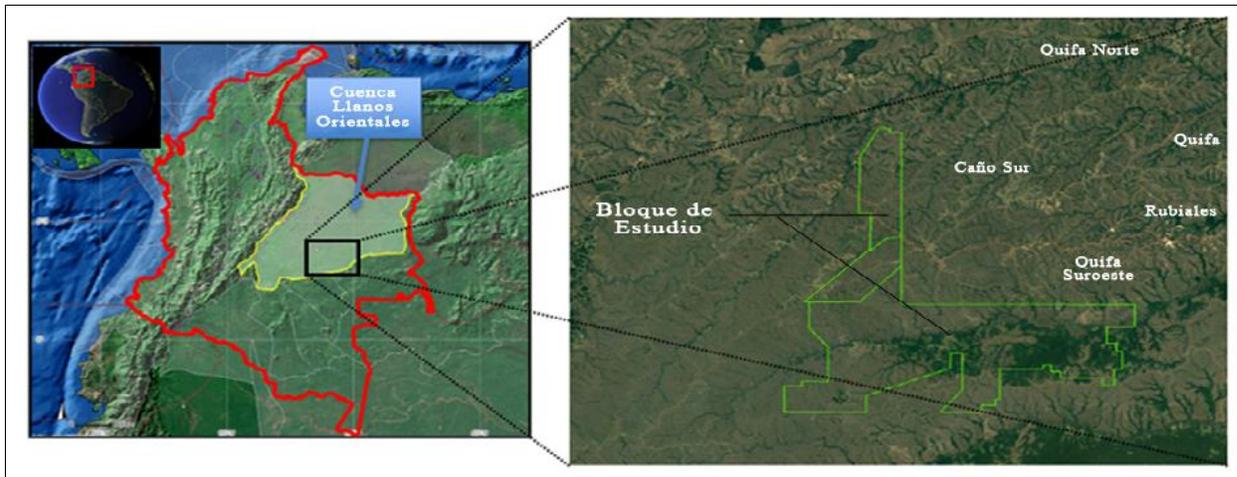
2.1.1 Geología del campo

El bloque de interés se encuentra ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, en el terreno estructural del Meta, con un área total de 903 km², colinda con campos como Rubiales, Quifa y Caño Sur (Figura 4); el bloque se ha desarrollado mediante la perforación de un total de 54 pozos exploradores y de desarrollo de tipo vertical y direccionales (tipo J y horizontales)

durante diferentes campañas, siendo la perforación de pozos horizontales la técnica más frecuentemente utilizada durante las campañas más recientes debido a las ventajas que esta ofrece (Tomado de: Plan de Perforación Compañía Operadora, revisión 2015).

Figura 4.

Ubicación del bloque de estudio.



Nota: Plan de perforación compañía operadora, revisión 2015.

El campo objeto de estudio ha sido desarrollado por la compañía operadora durante los últimos cinco años (2015 al 2020) mediante la perforación de pozos horizontales; algunos de estos incluyen la perforación vertical de un hueco piloto en la sección intermedia con el fin de obtener información de subsuelo para su correcta identificación.

Los reservorios que buscan desarrollar los pozos de este campo son las arenas depositadas durante la época del oligoceno (periodo Paleógeno) identificadas en la columna estratigráfica generalizada de la cuenca de los Llanos Orientales como las arenas C6 a C8 de la formación Carbonera, denominadas por la compañía operadora como Arenas Basales, las cuales han sido desarrolladas mediante pozos verticales y horizontales. El campo más cercano es Quifa Sudoeste que se ubica aproximadamente a 32 km al Este; el campo Rubiales, a su vez, se ubica a aproximadamente 50 km en la misma dirección; el bloque Caño Sur (Este) también reporta

descubrimientos de hidrocarburos en niveles estratigráficos equivalentes; todos ellos producen de varios niveles arenosos ubicados en el intervalo estratigráfico informalmente denominado Arenas Basales (Tomado de: Plan de Perforación Compañía Operadora, revisión 2015). Para el caso de estudio se tendrán en cuenta pozos horizontales que atraviesan la columna sedimentaria terciaria hasta alcanzar la sección superior de los reservorios (Arenas Basales).

2.1.2 Columna estratigráfica del campo

El campo de interés presenta la siguiente descripción litológica (Tomado de: Programa de Perforación y Completamiento Pozo 2020C, Compañía Operadora, 2020):

) **Formación Guayabo:** En la parte superior está compuesta por arenas y arcillas rojas y blancas, intercaladas con arcillas abigarradas y arenas de colores pardo claro a grisáceo; seguido de un tramo más potente de lutitas, localmente ligníticas de color gris; seguido de areniscas con estratificación cruzada, poco consolidada, de color amarillo, gris, pardo claro y conglomerados altamente ferruginosos. La parte inferior más lutácea, varía lateralmente de carácter siendo de poco espesor.

) **Formación León:** Constituida primordialmente por lutitas homogéneas con delgadas intercalaciones de limolitas y areniscas de grano muy fino.

) **Formación Carbonera, Miembro C1:** Conformado por secuencia de arcillas de color gris, café, amarillo ocre, púrpura, blanco cremoso y rojo moteado intercaladas con arcillolitas de color café y arenas cuarzosas. Las arenas pueden tener hasta 70 pies de espesor.

) **Formación Carbonera, Miembro C2:** Conformado por una secuencia monótona de arcillas de color gris a gris verdoso.

) **Formación Carbonera, Miembro C3:** Secuencia de arenas, limolitas y arcillas de color gris intercaladas.

) **Formación Carbonera, Miembro C4:** Consta de una secuencia relativamente delgada y monótona de arcillas de color gris a gris verdoso.

) **Formación Carbonera, Miembro C5:** Conformada por una secuencia de arcillas intercaladas con arenas cuarzosas de grano fino a medio y limolitas de color café.

) **Formación Carbonera, Miembro C6:** Secuencia monótona de arcillas de color gris a gris verdoso.

) **Formación Carbonera, Miembro C7:** Intercalaciones delgadas de arcillas moderadamente firmes, arenas cuarzosas de grano medio a fino y limolitas.

La Figura 5 muestra la columna estratigráfica anteriormente descrita y el sistema petrolero del campo.

Con el fin de ilustrar las profundidades a las cuales se esperan encontrar los topes de las formaciones en el campo, la Tabla 1 muestra un ejemplo basado en información obtenida del pozo 2017C. Esta información es de vital importancia durante la planeación y ejecución de operaciones de perforación ya que gracias a ello es posible contar con una prognosis geológica que permite prever posibles problemas o cambios en parámetros de perforación inesperados y tener una reacción o respuesta adecuada a partir de lecciones aprendidas en otros pozos de la zona, evitando que se den eventos indeseados que afecten de manera negativa la operación.

Tabla 1.

Topes de las formaciones Pozo 2017C

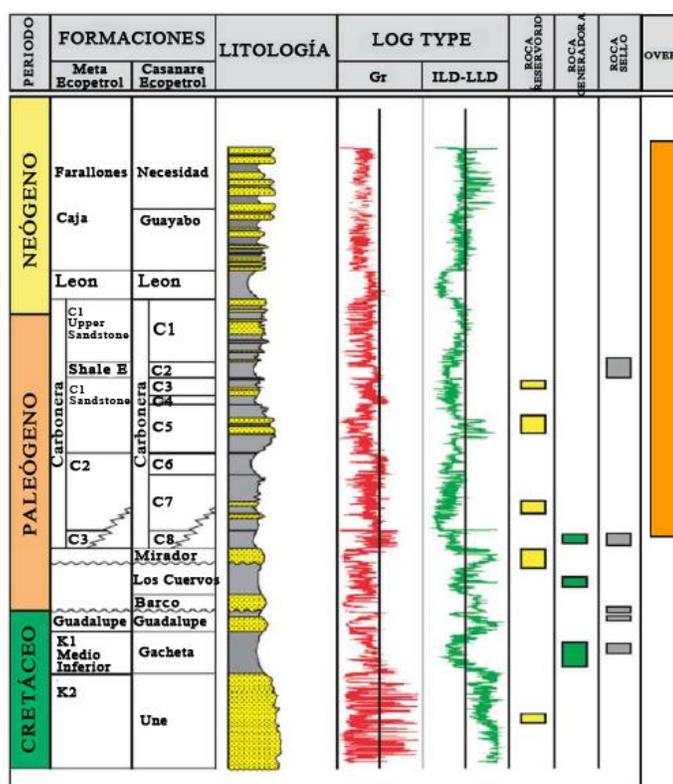
Pozo 2017C		Nivel del Terreno: 720 pies. Rotary Table: 738 pies.			
Formación	Profundidad MD (pies)	Profundidad TVD (pies)	Profundidad TVDSS (pies)	Espesor (pies en MD)	Espesor (pies en TVD)
León	1798	1797	-1059	717	677
C1	2515	2474	-1736	168	137

C2	2683	2611	-1873	157	115
C3	2840	2726	-1988	306	198
C4	3146	2924	-2186	34	21
C5	3180	2945	-2207	830	293
Arenas Basales	4010	3238	-2500	1734	
Fondo	5744	3238	-2500	-	-

Nota. Información proporcionada por la compañía operadora.

Figura 5.

Columna Estratigráfica y sistema petrolero Cuenca Llanos Orientales



Nota: Tomado del Programa de Perforación y Completamiento Pozo 2020C, Compañía Operadora, 2020 (p. 11).

2.2 Pozos perforados en la zona (pozos direccionales)

La explotación del campo se desarrolla mediante la perforación direccional de pozos desde localizaciones multipozo o “clúster”, con este tipo de desarrollo se buscan beneficios operacionales, económicos y ambientales.

El objetivo de los pozos del campo a analizar se desarrolla en forma horizontal. Los reservorios de interés son los cuerpos arenosos de edad oligocena denominados Arenas Basales, los cuales han demostrado ser productores en los pozos vecinos. Los pozos atravesarán la columna sedimentaria terciaria hasta alcanzar la sección superior de los reservorios, el techo de las Arenas Basales se localiza a una profundidad aproximada de 4000 pies, y se navega en forma sub-horizontal aproximada de 1500 pies.

2.2.1 Fundamentos teóricos de la perforación direccional

Actualmente la perforación direccional se emplea en casi la totalidad de las operaciones de desarrollo de un campo petrolero ya que tiene un amplio abanico de aplicaciones entre las cuales destacan enderezar agujeros desviados y volverlos a la vertical, pasar alrededor de herramientas perdidas u obstrucciones, perforación de pozos de radio corto desde una misma locación (clúster), perforación de pozos multilaterales los cuales son ramificaciones aprovechando un pozo inicial, y para perforar pozos de alcance extendido (*Extended Reach Drilling - ERD*) para alcanzar objetivos de difícil acceso desde superficie. Así, la perforación direccional es la ciencia y el arte empleados para desviar el pozo con una inclinación y dirección predeterminadas para alcanzar un objetivo subsuperficial situado a determinada distancia de la vertical (Mantle, K. 2014).

Ventajas:

-) Mayor volumen de producción por pozo al atravesar la zona de interés horizontalmente (mayor espesor neto de producción) en arenas de espesores pequeños.
-) Incremento en tasa de producción acumulada por yacimiento y acceso a zonas de difícil acceso, aumentando reservas y rentabilidad.

) Control de problemas severos de conificación de agua y gas, y permite implementar técnicas de recobro mejorado (inyección de vapor, solventes y drenaje gravitacional).

) Reducción de costos en desarrollo de campos costa afuera.

) Permite reducir el área requerida para las localizaciones ya que desde un mismo lugar se pueden perforar varios pozos (clúster) o desde un mismo pozo (multipozos).

Desventajas:

) Mayor requerimiento detalle y experticia técnica en la planificación previa de la construcción del pozo.

) Requiere herramientas para monitoreo y control constante de la dirección y la orientación del hueco.

) Requiere de herramientas adicionales para el monitoreo de la litología de la zona perforada.

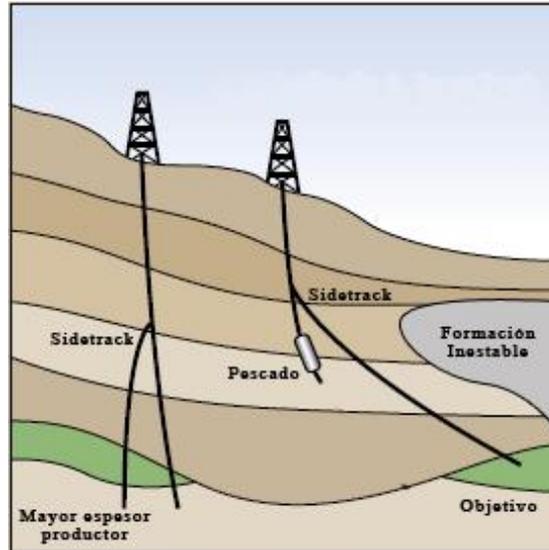
) Costo de operación elevado respecto a un pozo vertical.

Aplicaciones:

) Desviación de la trayectoria: Existen varias razones por las cuales es necesaria la desviación de la trayectoria del pozo (Figura 6), tales como rodear o esquivar objetos o herramientas perdidas en fondo (pescados) durante operaciones de perforación pasadas (este tipo de operación se conoce como *Side Track*), esquivar formaciones o zonas de alta inestabilidad que pueden poner en riesgo el normal desarrollo de las operaciones y para perforar pozos desviados a partir de pozos verticales existentes lo que permite ahorrar tiempo y dinero mientras se logra mejorar la exposición con el yacimiento (Mantle, K. 2014).

Figura 6.

Ejemplos de desviación de trayectoria

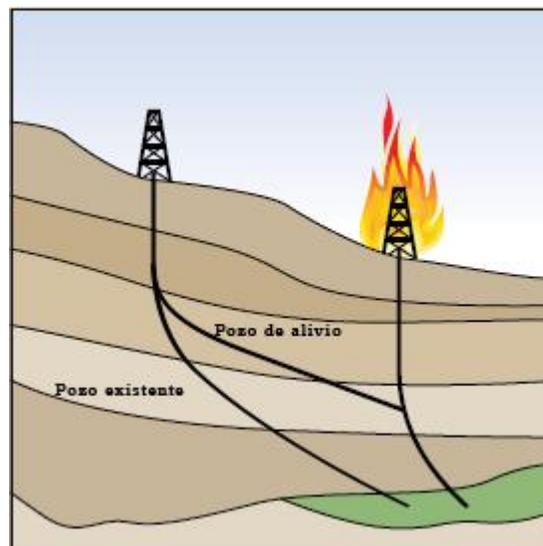


Nota: Adaptado de Oilfield Review, Iniverno de 2013/2014 Vol. 25 No. 4. 2014 © Schlumberger (p. 61).

) Pozos de alivio: En eventos de reventón de pozos, algunas veces es necesario aprovechar pozos vecinos para perforar pozos de alivio que permitan desviar el influjo y comenzar operaciones de control de pozo como lo muestra la Figura 7.

Figura 7.

Pozo de alivio

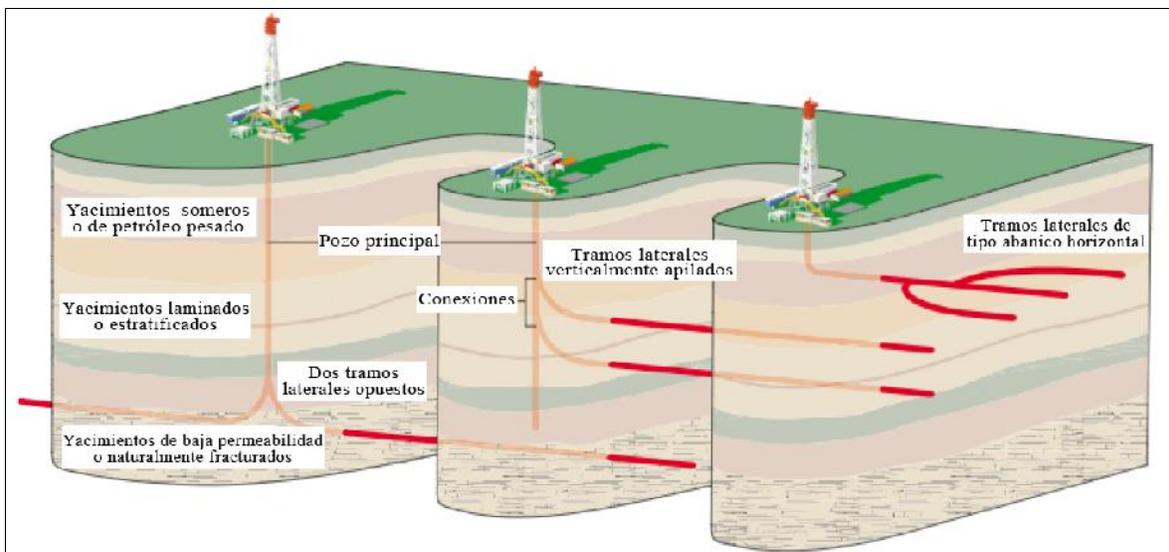


Nota: Adaptado de Oilfield Review, Iniverno de 2013/2014 Vol. 25 No. 4. 2014 © Schlumberger (p. 61).

) Pozos multilaterales y locaciones tipo clúster: Con el objetivo de reducir costos y optimizar operaciones, es posible perforar varios pozos ramificados a partir de un pozo inicial (vertical u horizontal), lo que permite aumentar la rentabilidad de un yacimiento. De manera similar, es posible perforar varios pozos desde una misma locación (*clúster*) lo que permite ahorrar costos logísticos, de obras civiles y reduce el impacto ambiental al concentrar varios pozos en un mismo punto (Fraija, J, Ohmer, H, Pulick, T, et. al. 2003). Este tipo de ventaja se ofrece grandes beneficios en yacimientos costa afuera y requiere un estricto y minucioso plan anticolidión ya que, debido a la proximidad de las trayectorias en subsuelo, existe el riesgo de colisión entre pozos (Figura 8).

Figura 8.

Configuraciones comunes de pozos multilaterales



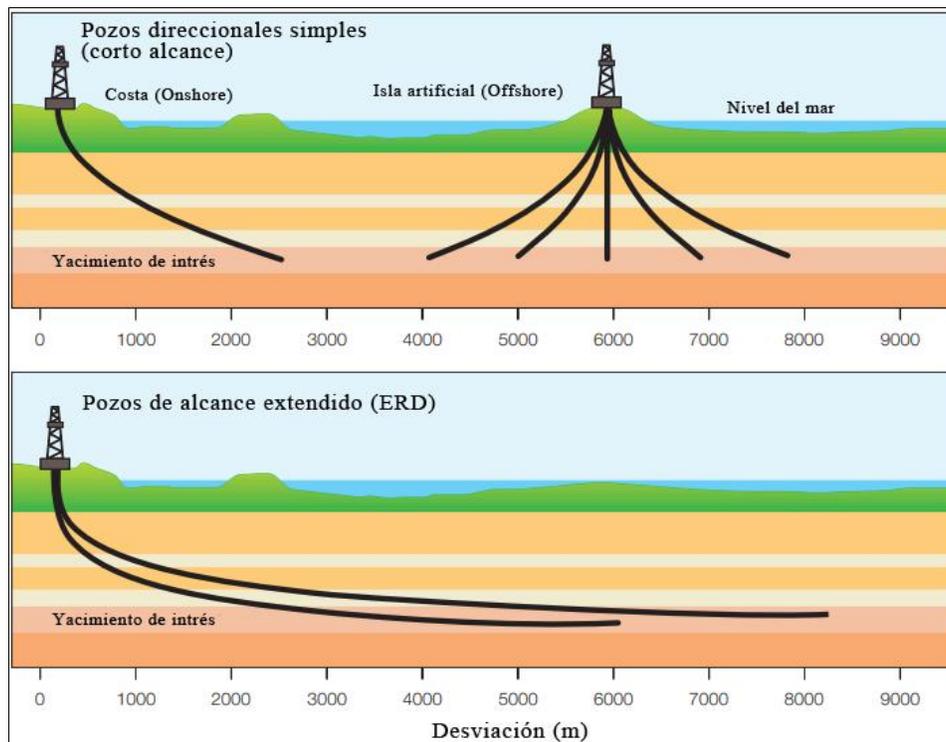
Nota: Adaptado de Oilfield Review, Iniverno de 2002/2003. © Schlumberger (p. 57).

) Pozos de alcance extendido (*Extended Reach Drilling - ERD*): Con los continuos avances en la tecnología de perforación direccional, ha sido posible llegar a yacimientos de difícil acceso que los hacía económicamente inviables, ya sea por estar bajo áreas de alta

densidad poblacional, reservas naturales o por estar bajo lecho marino lo que evita el uso de plataformas costa afuera (Allen, F, Tooms, P, et. al. 1997). Normalmente se trata de pozos horizontales que, mediante técnicas de geonavegación, logran acezar la zona objetivo desde largas distancias (Figura 9).

Figura 9.

Aplicación tecnología ERD



Nota: Ejemplo de optimización de costos, tiempos y requerimientos técnicos para desarrollo de campos cercanos a la costa. Adaptado de Oilfield Review, Iniverno de 1997. © Schlumberger (p. 35).

Generalmente los pozos desviados o direccionales comienzan con una sección vertical, cuyo propósito es dar el espacio necesario para que todo el arreglo de fondo (*Bottom Hole Assembly - BHA*) se ubique a la profundidad necesaria y pueda realizar el trabajo direccional; dicha profundidad es conocida como el punto de desviación (*Kick Off Point - KOP*) a partir del cual el ingeniero de perforación direccional comienza a desviar la trayectoria del pozo en curso

mediante herramientas específicas incluidas en el BHA, entre las cuales encontramos principalmente los motores de fondo o motores de desplazamiento positivo (*Positive Displacement Motor - PDM*) y estabilizadores (elementos de mayor diámetro) que, según su ubicación a lo largo del BHA, pueden ayudar a construir ángulo (desviar la trayectoria de la vertical), mantener o reducir ángulo (regresar a la vertical). La función del ingeniero de perforación direccional radica en monitorear, controlar y ajustar la trayectoria del pozo, según el plan direccional previamente establecido, una vez comience la etapa de construcción y mantenimiento de ángulo, reducción de ángulo o perforación horizontal hasta llegar al objetivo; esto lo hace controlando diversos parámetros como la severidad de pata de perro (*Dog Leg Severity - DLS*), que es la tasa de cambio de la trayectoria del pozo medida en 1° cada 100 pies, la posición y orientación del BHA y la broca (*Toolface Orientation - TFO*), peso sobre la broca (*Weight on the Bit - WOB*), torque, revoluciones por minuto (RPM) de la broca y condiciones de fondo como presión, temperatura y características físicas de la roca (radioactividad, resistividad, etc.) mediante herramientas con sensores que permiten conocer la orientación del hueco entre los cuales normalmente se emplean equipos de medición de durante la perforación (*Measuring While Drilling - MWD*) y de registros durante la perforación (*Logging While Drilling - LWD*) (Mantle, K. 2014).

2.2.2 Operaciones de perforación en pozos horizontales y sus problemas asociados

Una vez se decide perforar un pozo es necesario realizar toda la planeación de las operaciones y servicios requeridos para llegar a buen término del proyecto, esto implica convocar a las compañías de servicios requeridas, dentro de las cuales normalmente encontramos servicios de suministro y pruebas de BOP, fluidos de perforación, perforación direccional,

control geológico (*mud logging*), brocas, corrida de revestimiento y liner, cementación, registros eléctricos, herramientas de pesca y limpieza de pozo (servicios contingentes).

Cada una de las compañías anteriormente mencionadas debe presentar un plan propuesta de sus actividades acorde a las características y condiciones del campo y a las necesidades de la compañía operadora, quien será la encargada de la revisión, aprobación y posterior implementación de los mismos.

Servicio de suministro y pruebas de BOP: El sistema de válvulas preventoras (*Blow Out Preventors – BOP*) actúa como barrera de seguridad para el personal y equipos en superficie ya que es una herramienta para control de pozo, cuya función principal es contener los fluidos dentro del pozo en caso de presentarse influjos durante la perforación de las zonas de interés. Es necesario realizar y registrar pruebas al sistema BOP justo antes de iniciar la perforación y de manera periódica según criterio definido por la compañía operadora, con el fin de asegurar su correcto funcionamiento. Las dimensiones y especificaciones técnicas de este equipo están determinadas por las presiones de formación esperada, generalmente en campos de desarrollo se utilizan las mismas especificaciones para todos los pozos ya que la presión a lo largo del yacimiento no varía considerablemente (Robert D. 2017).

Los problemas asociados a este servicio normalmente son demoras en la toma y registro de los resultados de las pruebas, fugas en los pegues de las válvulas por errores de instalación y problemas de logística.

Fluidos de perforación: Comúnmente conocidos como lodos de perforación, son fluidos con múltiples funciones dentro de las cuales la principal radica en, mediante la presión hidrostática ejercida y sus propiedades fisicoquímicas, mantener la integridad de las paredes del pozo y contener los fluidos dentro de la formación evitando que estos entren al hueco durante la

perforación y causen eventos indeseados, es considerada la primera barrera en control de pozos. Dentro de otras funciones encontramos lubricación y enfriamiento de la broca, levantamiento de recortes de perforación y limpieza del hueco para evitar empaquetamientos y pegas de tubería, sistema de transmisión de energía para motores de fondo, medio de telemetría para el envío de señales de herramientas en fondo, entre otras.

A medida que se perforan las diferentes secciones del pozo, las propiedades del fluido de perforación deben cambiar con el fin de poder ejercer sus funciones adecuadamente, así, se deben ir ajustando cambios en parámetros como densidad, viscosidad, reología, retorta (*mud cake*), contenido de sólidos y concentración de aditivos como inhibidores, lubricantes, controladores de viscosidad, control de filtrado para cumplir funciones requeridas eventualmente (Robert D. 2017). Es por eso que la compañía de servicio debe presentar el programa de fluidos de perforación ajustado a requerimientos del campo, en el cual se especifique las características y propiedades de los fluidos a utilizar durante las diferentes secciones del pozo.

Los problemas más comunes que se presentan con el servicio de fluido de perforación son mal acondicionamiento del lodo (propiedades fisicoquímicas inadecuadas) lo que produce inestabilidad de la formación, mala limpieza del pozo, pérdidas por filtrado hacia la formación, influjos al pozo, empaquetamiento y pega de tubería; también se presentan demoras en la logística de los insumos en pozo para la preparación correcta del lodo de perforación o para preparar lodo de control de pozo.

Perforación direccional: La compañía de perforación direccional presenta el plan en el cual se proyecta la trayectoria del pozo desde superficie hasta el objetivo, incluyendo las coordenadas de inicio (superficie) y fin (fondo de pozo), especifica las herramientas de fondo, detalla los parámetros de perforación a utilizar, los riesgos y las medidas de mitigación de los

mismos en cada una de las secciones del pozo; para ello, normalmente se emplea información de pozos aledaños con características similares (*pozos offset*), superficies sísmicas de referencia y datos de operación en tiempo real obtenidos mediante herramientas MWD/LWD lo cual permite actualizar el plan o modelo de geonavegación de ser necesario. Para pozos en locaciones tipo clúster o pozos que presenten cercanía a otros previamente perforados, es necesaria la elaboración de un plan anticolidión con el cual se monitorea la cercanía del pozo en desarrollo con los otros pozos ya perforados, identificando con anticipación las profundidades o intervalos durante los cuales el perforador direccional deberá tener un monitoreo estricto para evitar colisionar con pozos activos o abandonados.

Los problemas más frecuentes son fallas en el funcionamiento de herramientas de fondo (motor de fondo y mala señal del MWD/LWD), demora en la prueba de las herramientas y fallas en la toma de surveys.

Control geológico: Este servicio, también conocido como *mud logging*, permite identificar la litología que se está perforando, mediante el estudio en sitio de los cortes de perforación, esto con el fin de reconocer la formación que se está atravesando y verificar que la trayectoria sea correcta. Este tipo de servicio es comúnmente empleado en perforación de pozos horizontales ya que ayuda en el proceso de geonavegación.

Servicio de brocas: Normalmente las brocas son proporcionadas por una compañía de servicios, en calidad de renta o alquiler. Se utilizan distintos tipos de brocas según el diámetro de la sección del pozo y la litología a perforar, ya que cada broca está diseñada para entregar un rendimiento óptimo según las características físicas de la roca que perforará (IADC, 2014); es por esto que la compañía prestadora del servicio presenta en su plan de operaciones los tipos de brocas a utilizar en cada sección de pozo, con un estimado del rendimiento ofrecido por la broca

el cual es representado por la tasa o velocidad de penetración (*Rate of Penetration - ROP*) medida en pies/hora y el número de corridas de la broca ya sea en el mismo pozo o en operaciones anteriores; son funciones del ingeniero de brocas (representante de la compañía del servicio en el pozo) llevar el registro del desempeño (ROP y número de corridas acumulado), calificación del desgaste de la broca medido por la calificación *IADC-Dull Grade*, ya sea nueva o usada, que se está utilizando y, en caso de problemas operativos como pegas o empaquetamientos dar soporte al *Company Man* (ingeniero representante de la compañía operadora en el pozo) para lograr sortear las dificultades satisfactoriamente.

Algunos de los problemas operacionales más comunes relacionados con el servicio de brocas son la pérdida de partes móviles (ej: conos de las brocas tricónicas) generando chatarra en el fondo del pozo, desgaste prematuro de la estructura de la broca y pérdida de cortadores que conlleva a baja ROP por lo que se requieren viajes a superficie para reemplazar la broca.

Corrida de tubulares (revestimientos y liner): La compañía de corrida de tubulares (*Tubular Running Service - TRS*) se encarga de bajar al pozo el completamiento necesario para posteriores pruebas de producción y puesta en marcha del pozo; dicho completamiento consta de tubería de revestimiento (*casing*), *liners* y/o mallas de producción, empaques de asentamiento y demás accesorios necesarios para la instalación tales como empaques, adaptadores para tubería (*crossovers*), tuberías expansibles, zapatos flotadores y anclas, entre otros.

Una vez terminada de perforar una sección del pozo, es necesario instalar el revestimiento respectivo lo más pronto posible con el fin de proteger la integridad de las paredes del pozo y aislar los posibles fluidos contenidos en la formación evitando su ingreso no deseado al hueco. Es responsabilidad de la compañía prestadora del servicio, proporcionar los accesorios necesarios para la instalación del completamiento en cada sección del pozo, supervisar las

conexiones realizadas en superficie asegurando su integridad para posteriormente ser bajadas e instaladas en el hueco y proporcionar las herramientas necesarias para la corrida de tubulares como llaves de potencia, laves hidráulicas o neumáticas, equipos de manejo de tubulares, elevadores y cuñas son los más comunes, todo con el fin de asegurar la calidad en las conexiones, agilizar el proceso de instalación y proporcionar un completamiento íntegro.

Los problemas asociados con estas operaciones son críticos, ya que errores en los procedimientos puede llevar a altas pérdidas de tiempo e incluso a abandonar objetos en fondo, lo que conlleva a operaciones de pesca, limpieza e incluso a abandonar el proyecto.

Cementación: El servicio de cementación se hace necesario posterior a la bajada del *casing* al pozo. La función principal del cemento es adherir el *casing* a las paredes del hueco, proporcionando soporte y actuando como sello para aislar acuíferos superficiales y evitar la comunicación de fluidos ya sea del pozo hacia la formación o viceversa (Robert D. 2017).

La compañía prestadora del servicio debe proporcionar el cemento y aditivos necesarios con el fin de cumplir con los requerimientos de la formación perforada más un exceso de, normalmente, el 50% en caso de presentarse pérdidas hacia la formación; así como los procedimientos, equipos y personal en campo idóneo para realizar la operación de cementación.

Los problemas más comunes durante operaciones de cementación son pérdidas de cemento hacia la formación, demoras en el tiempo de fraguado, mala integridad del cemento (formación de canales) y fallas en los equipos de cementación (unidad de bombeo, cabezal de cementación y/o líneas de alta presión); estos problemas pueden comprometer la integridad del pozo y generar altos tiempos perdidos ya que es necesario realizar operaciones adicionales para la remediación de ser necesario.

Registros eléctricos: Una vez se perfora cada una de las secciones del pozo, es necesario correr registros eléctricos (*Electric Logs*) de los cuales existen dos tipos, registros de hueco abierto y de hueco entubado. Los registros de hueco abierto (*Open Hole Logs*) buscan obtener información de las características de la roca perforada (litología y porosidad) y busca identificar fluidos contenidos en ella mediante mediciones de determinadas propiedades físicas como radioactividad natural, resistividad, conductividad eléctrica y potencial espontáneo principalmente; otros registros en hueco abierto como el *caliper*, buscan obtener un perfil del diámetro del hueco a lo largo de la sección, lo que permite identificar zonas de derrumbes en las paredes (cavernas) o, por el contrario, puntos apretados producidos por la disminución del agujero por presencia de formaciones móviles o inestables, permitiendo visualizar el estado final del hueco perforado. Los registros de hueco entubado (*Cased Hole Logs*) buscan diagnosticar la calidad del cemento detrás del casing (*Cement Bond Log - CBL*) y evaluar el llenado del espacio anular a través de una herramienta que mide variaciones de densidad (*Segmented Bond Tool - SBT*); en algunos casos también se utilizan para obtener información de la roca en casos en que los registros de hueco abierto no hayan sido corridos o la información obtenida no cuente con buena calidad.

Las herramientas tanto para registros en hueco abierto como entubado, se bajan mediante sonda (*wireline*), los problemas relacionados con operaciones de registros se dan principalmente por errores en la bajada de la herramienta, ya que al no poder ejercer peso, es susceptible a atascamientos en puntos apretados lo que conlleva a pérdidas en tiempo.

La Tabla 2 muestra un resumen de los principales problemas operativos relacionados con los servicios mencionados necesarios en la perforación de un pozo horizontal.

Tabla 2*Problemas operativos relacionados con servicios de perforación*

Servicio	Problemas frecuentes
Válvulas BOP	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Demoras en la toma y registro de los resultados de las pruebas. ✓ Fugas en los pegues de las válvulas por errores de instalación. ✓ Problemas de logística para el suministro de los equipos.
Fluidos de perforación	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Mal acondicionamiento del lodo (propiedades fisicoquímicas inadecuadas). ✓ Demoras en la logística de los insumos en pozo.
Perforación direccional	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fallas en el funcionamiento de herramientas de fondo (motor de fondo y mala señal del MWD/LWD). ✓ Demora en la prueba de las herramientas. ✓ Fallas en la toma de surveys.
Brocas	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pérdida de partes móviles (ej.: conos de las brocas tricónicas) generando chatarra en fondo. ✓ Desgaste prematuro de la estructura de la broca. ✓ Pérdida de cortadores.
Corrida de tubulares	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Problemas de colgamiento de liners. ✓ Problemas con el sentamiento de empaques. ✓ Falla de herramientas de superficie.
Cementación	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pérdidas de cemento hacia la formación. ✓ Demoras en el tiempo de fraguado. ✓ Mala integridad del cemento (formación de canales). ✓ Fallas en equipos (unidad de bombeo, cabezal de cementación y/o líneas de alta presión).
Registros eléctricos	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Atascamiento de herramientas en puntos apretados. ✓ Demora de la unidad de registros en llegar a locación.

Nota: Elaborado por el autor

2.2.3 Tiempos durante la perforación (planeados, no planeados, NPT)

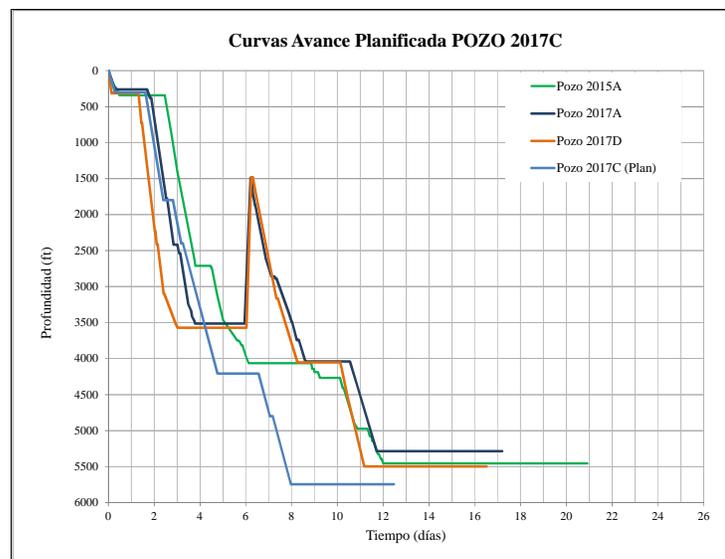
Durante la elaboración del plan de perforación de un pozo (well planning) es primordial establecer un presupuesto financiero y de tiempo acorde a las actividades requeridas para llegar a la zona objetivo, retrasos en dichos tiempos se ven reflejados automáticamente en incremento de costos operativos lo cual puede llegar al punto de afectar la continuidad de los proyectos (Moazzeni, Nabaei, & Azari, 2011).

Dichos tiempos se pueden clasificar como *Planeados (Planned)*, los cuales son considerados durante la planeación y son requeridos para el éxito del proyecto; *No Planeados (Unplanned)*, son tiempos perdidos debido a factores externos a las operaciones que no se pueden prever, controlar y/o mitigar; *Tiempo No Productivos (NPT)*, tiempos en los cuales no se pudo continuar con la operación por factores relacionados a la misma (técnicos, logísticos, geológicos).

En la industria se utilizan las curvas de Profundidad vs. Tiempo como una herramienta visual para monitorear y comparar el desempeño de la operación en tiempo real con el planeado inicialmente y así identificar la severidad de los NPT al final del proyecto o la eficiencia en las operaciones en caso de ser totalmente exitosas. La Figura 10 muestra un ejemplo de curvas de desempeño para diferentes pozos del campo de estudio (proporcionada por la compañía operadora).

Figura 10.

Curva de Profundidad vs. Tiempo



Nota: Los pozos 2017A y 2017D tienen hueco piloto en sección intermedia, por lo que la curva regresa en profundidad. Proporcionado por la compañía operadora.

Tiempo No Productivo (NPT).

El Tiempo No Productivo o NPT (*Non Productive Time*), es definido como el período temporal en el que por eventos no programados que pueden ser técnicos, de logística, geológicos, climáticos o del pozo, no se pudo continuar con la perforación o ésta se vio retrasada (Moazzeni, Nabaei, & Azari, 2011).

Es clasificado según el tipo de causa de la siguiente manera:

) **NPT por el taladro de perforación:** Se produce por fallas en componentes del equipo de perforación (bombas de lodo, generadores, mesa rotaria, top drive/kelly, sistemas de elevación, medidores, compresores, entre otros). Cabe recalcar que, dentro del contrato del taladro de perforación, existe un tiempo destinado a la reparación/mantenimiento de los equipos. Sin embargo, el tiempo no productivo a causa del taladro se va registrando cuando se sobrepasa el tiempo estipulado para las reparaciones (Rabia, 2002). El oportuno mantenimiento de los equipos de perforación y su respectivo control de calidad son factores clave para minimizar las situaciones imprevistas.

) **NPT causado por compañías de servicios:** Hace referencia al tiempo perdido a causa de fallas por parte de compañías contratistas participantes de manera intermitente o continua en la operación de perforación (servicios de perforación direccional, fluidos de perforación, brocas, cementación, corrida de tubulares y casing, registro de pozo y demás servicios periféricos), ya sea por errores técnicos, fallas de herramientas o retrasos en logística. Generalmente los contratos con estas compañías contienen cláusulas de penalización después de cierta cantidad de eventos NPTs presentados.

) **NPT causado por el pozo:** Durante la perforación se pueden presentar problemas asociados al pozo, los cuales pueden estar relacionados con el tipo de geología que se está

atravesando, errores en procedimientos y/o malas prácticas, lo que conlleva a problemas comunes como pega de tubería (mecánica o por presión diferencial en zonas permeables), empaquetamiento por derrumbes en formaciones inestables, pérdidas de circulación en formaciones con altas permeabilidades (invasión hacia la formación, fractura de la formación), restricciones del hueco por formaciones reactivas o móviles (puntos apretados y altos torques con bajas ROP).

) **NPT relacionado a otros tipos de causa:** Existen otros eventos que no necesariamente involucran responsables directos, pero que tienen cierta influencia en la perforación de pozos petroleros. Por ejemplo mal tiempo; relaciones comunitarias (paros y bloqueos de la comunidad); aspectos técnico-administrativos de la operadora; contingencias ambientales (mal tiempo); espera por llegada de equipos o logística (la responsabilidad del NPT puede adjudicarse cargo de la operadora, el taladro o terceras compañías).

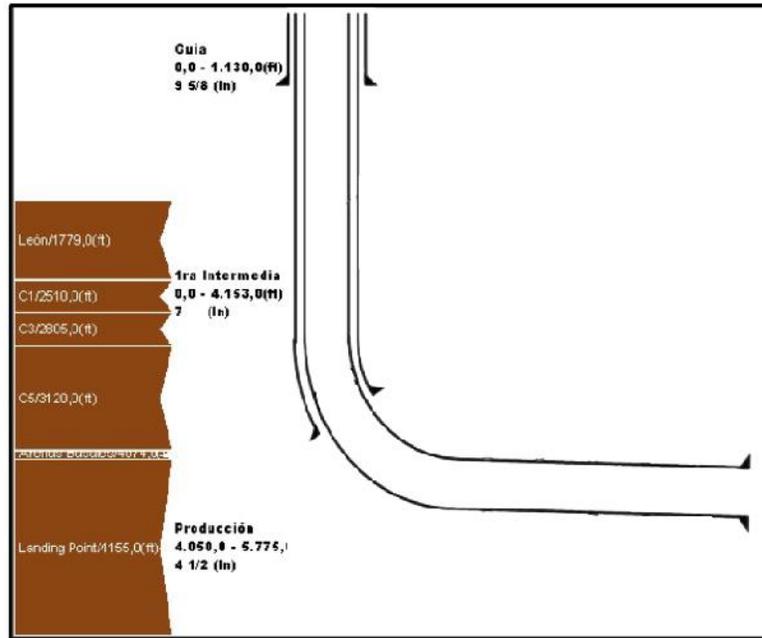
2.2.4 Estado mecánico y resumen operacional de los pozos horizontales del campo

En general, los pozos horizontales de este campo se perforaron en tres secciones:

Sección de superficie de 12-1/4”: Perforado verticalmente con broca PDC de 12-1/4” y ensamblaje de fondo convencional hasta profundidad aproximada de 300 pies, para hacer espacio a las herramientas direccionales. Se saca el BHA convencional y se continúa perforando con broca PDC de 12-1/4” y ensamblaje de fondo direccional hasta aproximadamente 1000 a 1100 pies (MD). Se corre revestimiento de 9 5/8” (K-55, 36#, BTC) con zapato flotador convencional ubicado 5 pies por encima del fondo, se realiza el trabajo de cementación y se instala la sección A del cabezal de pozo y el sistema de válvulas BOP (Figura 12). El fluido utilizado es lodo de bentonita extendida (Gel Benex) de densidad 8.5 a 9.2 libras/galón con unas buenas propiedades reológicas que permitan el manejo de grandes cantidades de conglomerado.

Figura 11.

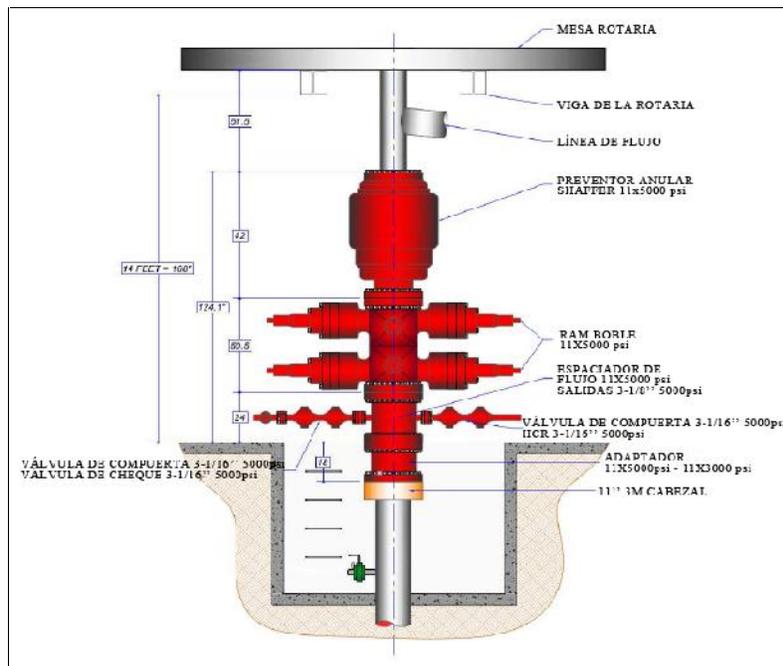
Estado mecánico general de los pozos del campo de estudio



Nota: Proporcionado por la compañía operadora

Figura 12.

Esquema de válvulas preventoras 11 x 5000 utilizado en el campo



Nota: Proporcionado por la compañía operadora.

En el inicio de esta sección normalmente se trabaja con presiones y caudales moderados debido a que, por la inestabilidad de la formación, puede formarse zonas de erosión bajo el contrapozo y ROP muy altas pueden generar alto contenido de cortes y empaquetamientos o taponamientos de líneas; durante el final de la sección (aprox. 1100 pies) se bombean periódicamente píldoras abrasivas para mejorar la limpieza de la broca debido al alto contenido de arcilla en la formación.

El principal objetivo de esta sección es aislar las formaciones Necesidad y Guayabo mediante el revestimiento y una buena cementación, asegurando la no contaminación de acuíferos someros; y la instalación y pruebas del sistema de válvulas BOP requeridas para las siguientes secciones del pozo. Además, es necesario llevar un buen control direccional ya que esta sección presenta cercanía con las trayectorias de los pozos aledaños existentes y los planeados por la compañía, por ende hay alto riesgo de colisión.

Sección Intermedia de 8-1/2" o 8-3/4": Perforado direccionalmente con broca PDC hasta profundidad aproximada de 4000 a 4150 pies (MD). El ensamblaje de fondo utilizado incluye martillo hidráulico de doble acción y herramientas direccionales como motor de fondo y sistema de transmisión de datos MWD para registros de desviación del pozo. El fluido utilizado inicialmente es el mismo que la sección anterior, con densidad de 8.5 a 9.2 libras/galón; una vez alcanzado el tipo de la formación León, el fluido es reemplazado por lodo disperso-inhibido con densidad de 8.7 a 9.2 libras/galón. Se corre revestimiento de 7" (N-80, 23#, BTC) y cementación de la sección intermedia calculando el TOC en el tope de C3. Con el fin de recolectar información del yacimiento, algunos pozos fueron perforado verticalmente un hueco piloto en esta sección, una vez obtenida la información requerida fueron bombeados tapones de cemento

en fondo y a la profundidad establecida para comenzar a construir ángulo con herramienta direccional.

El principal objetivo para esta sección es aterrizar el pozo (*Landing Point*) a aproximadamente 3 pies por debajo del tope de las Arenas Basales (formación Carbonera C6/C7) según el plan direccional y confirmación de geología; el correcto aterrizaje del pozo es importante ya que a partir de este punto comienza la perforación horizontal (siguiente sección) por lo que debe estar correctamente ubicado. Otro objetivo es asegurar una buena cementación del casing de producción aislando hasta el tope de la formación Carbonera C3 (2800 pies aproximadamente).

Al inicio de la perforación de esta sección es necesario tener precaución debido a la presencia de arcillas plásticas provenientes de la formación Guayabo que pueden provocar taponamientos en la campana y flowline, para esto es necesario contar con píldoras de dispersión para bombear de manera periódica. Al alcanzar la formación León es necesario cambiar a un lodo disperso-inhibido debido a la presencia de lutitas y arcillas reactivas, que además ayuda a mejorar la ROP y a lubricar, minimizando la adherencia de arcillas al BHA; así como a sellar formaciones con alta permeabilidad y/o micro fracturas de lutitas. La Tabla 3 resume los problemas más frecuentes en el campo durante la perforación de esta sección en los pozos de este campo.

Tabla 3

Problemas potenciales, causas y recomendaciones sección de pozo intermedia

Problemas Potenciales	Causas Posibles	Recomendaciones
Limpieza del hueco	Sobrecarga de cortes en el anular	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Mantener reología adecuada. ✓ Monitoreo constante del volumen de cortes en shakers. ✓ Caudal mínimo recomendado de 1150 gpm; control con constantes

		<ul style="list-style-type: none"> simulaciones de hidráulica. ✓ Circular y reciprocarse sarta antes de cada conexión. ✓ Bombear píldoras de limpieza según sea necesario.
Embotamiento	Presencia de arcillas plásticas	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Mantener hidráulica de perforación adecuada. ✓ Bombardear de píldoras abrasivas de baja reología y carbonato grueso.
Puntos apretados durante viajes de tubería	Arcillas reactivas	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Mantener concentración de inhibidores en el sistema.
Pega diferencial	Arenas permeables	<ul style="list-style-type: none"> ✓ A partir de la formación C1, añadir carbonato de calcio al sistema, para sellar zonas de alta permeabilidad. ✓ Evitar la sarta estática durante periodos prolongados.

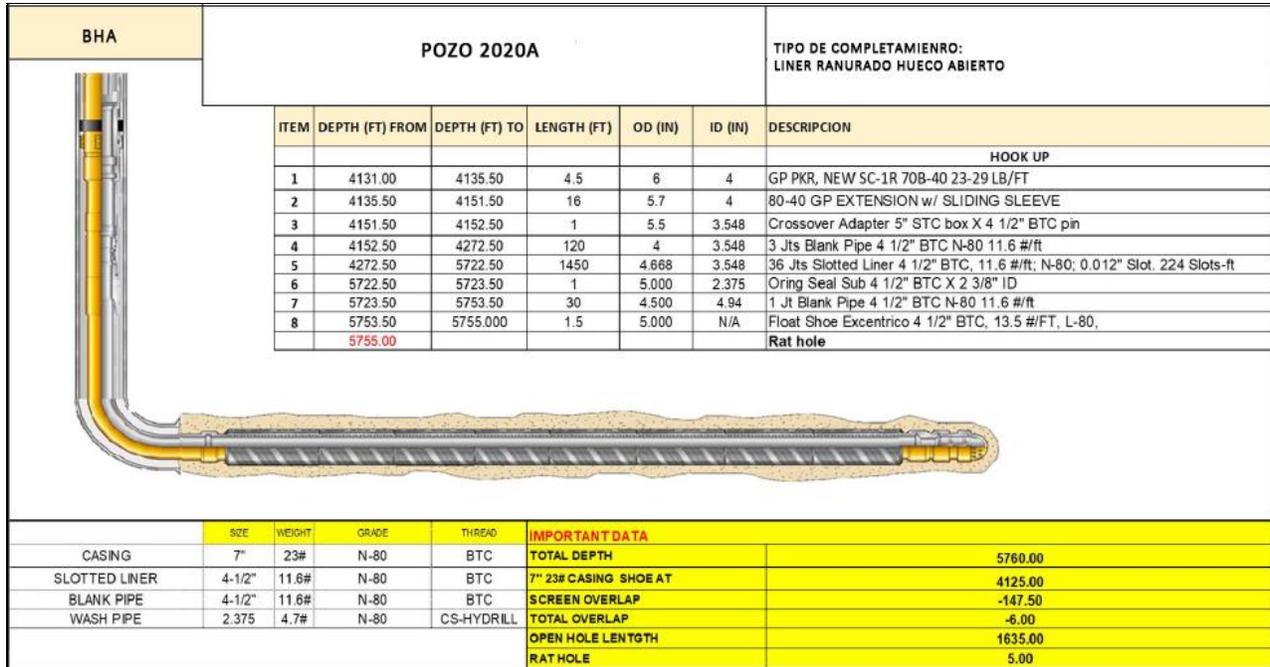
Nota: Elaborado por el autor

Sección de producción de 6-1/8”: Perforado horizontalmente utilizando broca PDC hasta profundidad objetivo entre 5500 a 6000 pies (MD). El ensamblaje de fondo utilizado incluye martillos hidráulicos de doble acción y NHD (*No Hit Down*) y herramientas direccionales como motor de fondo, sistema de transmisión de datos MWD para registros de desviación del pozo y herramienta LWD para registros de las características de la roca perforada y de la formación de interés. El fluido utilizado es lodo con densidad de 8.8 a 9.1 libras/galón. Se corre liner ranurado de 4 1/2” (N-80) fijándolo con liner hanger con un overlap de 100 a 150 pies y un rat hole de 5 pies.

El objetivo para esta sección es completar la sección horizontal del pozo mediante geonavegación y bajar el liner ranurado sin contratiempos, de manera que se aproveche lo mejor posible la zona de contacto con el yacimiento. La Figura 13 presenta el estado mecánico final de uno de los pozos del campo.

Figura 13.

Estado mecánico final de un pozo horizontal perteneciente al campo



Nota: Proporcionado por la compañía operadora.

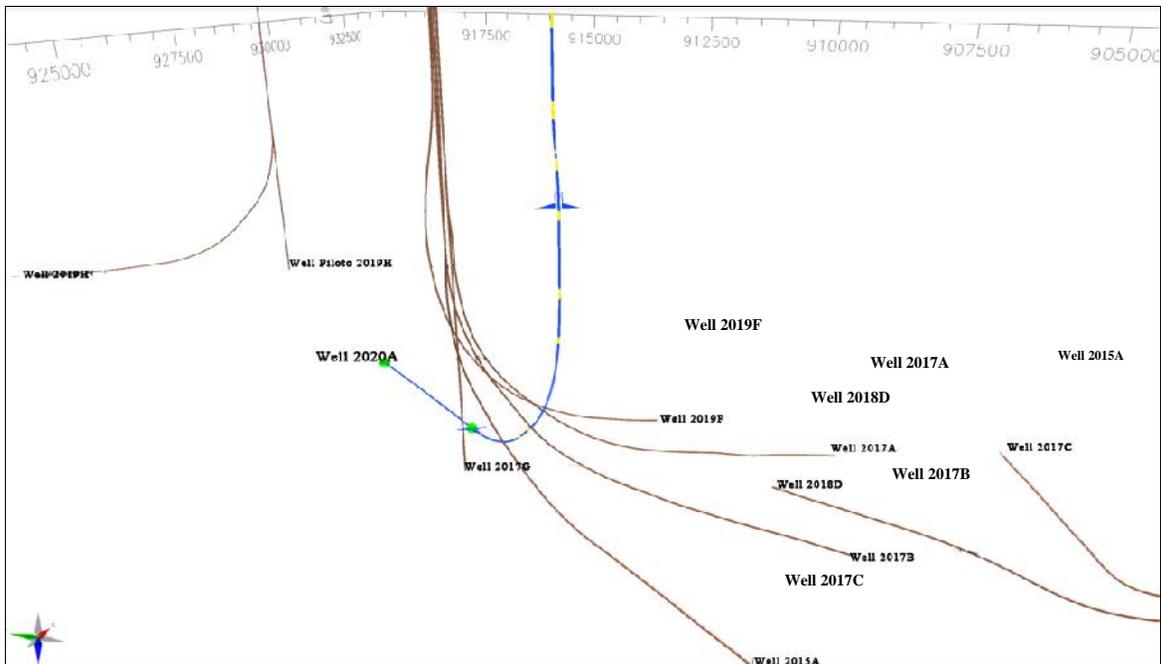
Para la perforación de esta sección es necesario crear un modelo o plan de geonavegación basado en la información de superficies sísmicas y pozos offset (Figura 14), el cual se va actualizando o corroborando en tiempo real con las mediciones de la herramienta LWD mientras se perfora la sección; uno de los principales indicadores utilizados por la compañía operadora y de servicios direccionales es el marcador de Gamma Ray, el cual mantiene un espesor constante que indica la entrada al reservorio (tope de Arenas Basales), según información de pozos offset. Una vez alcanzado el punto de aterrizaje, el control direccional es realizado con el motor de fondo, manteniendo la trayectoria cercana al tope de las Arenas Basales siguiendo la información proporcionada por las herramientas en tiempo real; los registros eléctricos corridos para la geonavegación son Gamma Ray, Gamma Ray Azimutal, Resistividad, Resistividad Azimutal e

Inclinometría, con los cuales es posible anticipar la tendencia de la formación y mantener la trayectoria del pozo dentro de la zona de interés.

La Figura 15 muestra la trayectoria del pozo, el cual aterriza y se mantiene aproximadamente 3 pies por debajo del tope del reservorio (Arenas Basales) hasta llegar a la profundidad objetivo.

Figura 14.

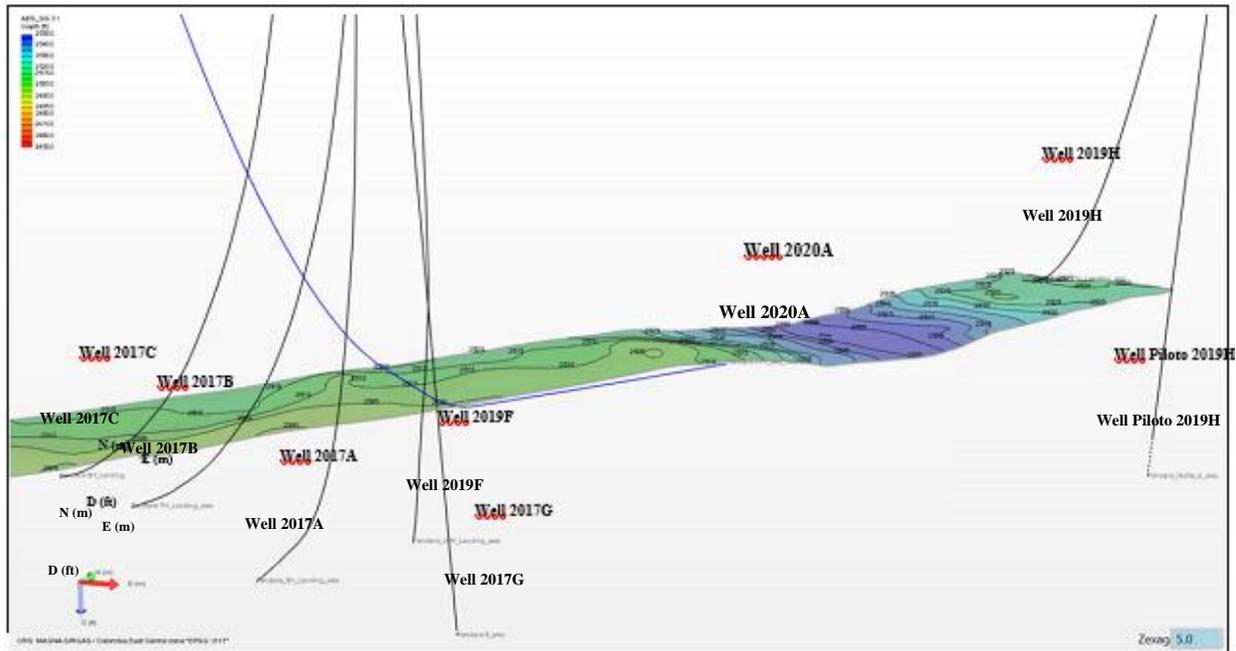
Pozos offset del plan direccional



Nota: En azul el pozo 2020A a ser perforado. Proporcionado por la compañía operadora.

Figura 15.

Modelo de geonavegación generado a partir de superficie sísmica



Nota: Proporcionado por la compañía operadora.

La Tabla 4 resume los problemas más frecuentes en el campo durante la perforación de esta sección en los pozos de este campo.

Tabla 4

Resume los problemas más frecuentes en el campo durante la perforación de esta sección en los pozos de este campo

Problemas Potenciales	Causas Posibles	Recomendaciones
Limpieza del hueco	Sobrecarga de cortes en el anular	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Mantener reología adecuada. ✓ Monitoreo constante del volumen de cortes en shakers. ✓ Control con constantes simulaciones de hidráulica. ✓ Circular y reciprocarse sarta antes de cada conexión. ✓ Bombear píldoras de limpieza según sea necesario.

Pega diferencial	Arenas permeables. Formaciones depletadas. Peso de lodo alto.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ A partir de la formación C1, añadir carbonato de calcio al sistema, para sellar zonas de alta permeabilidad. ✓ Evitar la sarta estática durante periodos prolongados.
------------------	---	--

Nota: Elaborado por el autor.

2.2.4 Problemas comunes en la perforación de pozos horizontales en el campo

Una vez realizada la revisión de los problemas operacionales durante la perforación en los pozos objeto de estudio, y del campo en general, se identificaron los más frecuentes y de mayor generación de tiempos no productivos en esta zona, los cuales concuerdan con los problemas operacionales más comunes asociados a la geología de la cuenca de los Llanos Orientales. Dichos eventos no deseados se pueden clasificar en problemas asociados a la geología, por errores en procedimientos y por falla de herramientas (terceras compañías).

Problemas con el hueco: Son los más comunes en la sección de superficie (hueco de 12-1/4”) y sección intermedia (hueco de 8-1/2” o 8-3/4”) debido al alto contenido de arcillas reactivas en la formación perforada, lo que conlleva a taponamiento de la campana y *flowline*, esto es consecuencia de la falta o escasa inhibición de arcillas durante la perforación de la formación guayabo.

Problemas por errores en procedimientos: Se presentan a lo largo de la perforación del pozo por fallas en procedimientos como tiempos de circulación, viajes de acondicionamiento y altas tasas de perforación con bajo galonaje, todo esto produce una limpieza del pozo inadecuada llevando a pegas mecánicas por acumulación de cortes, pérdidas de circulación por incremento del ECD al tener el anular cargado con cortes, problemas de estabilidad y pegas diferenciales por mal acondicionamiento del lodo; así mismo es muy común en el intervalo productor (hueco de 6-

1/8'') observar problemas relacionados con el colgamiento del *liner*, liberación de la *setting tool* y pegas con el *liner*.

Problemas por falla de herramientas (terceras compañías): Son problemas relacionados, principalmente, a la falla de herramientas de perforación direccional en las sección intermedia e intervalo productor (huecos de 8-1/2'' y 6-1/8''), fallas en el funcionamiento del motor de fondo, toma de *surveys*, herramienta *LWD* y ubicación del *toolface*.

3. Diseño Metodológico

El presente estudio tiene como base el análisis estadístico de la frecuencia y tipo de tiempos no productivos (NPT) con el fin de identificar las causas raíz, a partir de ahí, realizar una propuesta técnica de mejora operativa ligada a su respectivo análisis financiero el cual determina la viabilidad de implementación, contribuyendo a la disminución de estos eventos no deseados en futuras operaciones de perforación y completamiento.

3.1 Determinación y selección de pozos base de estudio

La población base de estudio está conformada por los pozos perforados entre los años 2015 a 2020 en el bloque de interés. Actualmente, con el fin de maximizar el espesor productivo, la compañía operadora está perforando pozos horizontales con mayor frecuencia, razón por la cual, este fue el principal criterio de selección; otros criterios de selección aplicados fueron pozos con NPT prolongados, pozos con alta frecuencia de NPT y pozos con calidad de información.

En la Tabla 5 se encuentra la descripción de los criterios de selección aplicados.

Tabla 5

Criterios de selección aplicados

Criterio de Selección	Justificación
Pozos horizontales	Pozos perforados con mayor frecuencia por la compañía operadora. Mayor probabilidad de eventos NPT por complejidad operativa.
Duración de NPT	NPT igual o superior a 1 hora, ya que estos pueden afectar significativamente la integridad del hueco y costos de operación.
Frecuencia de NPT	Pozos con mayor ocurrencia de NPT durante la perforación.
Calidad de Información	Pozos con información completa y detallada.

Nota. Información proporcionada por la compañía operadora.

Una vez definidos los criterios de selección, fue posible identificar un total de 22 pozos, de los 54 pozos pertenecientes al bloque, que cumplen satisfactoriamente con los criterios anteriormente definidos, por lo cual es posible considerarlos como muestra representativa para el caso de estudio.

En la Tabla 6 se enumeran los pozos seleccionados para el estudio, por razones de confidencialidad de la información, los nombres de los pozos fueron modificados por el autor.

Tabla 6*Pozos seleccionados para estudio*

No.	Nombre del Pozo	Tipo	Año	Secciones Perforadas	Prof. total MD (pies)	Prof. total TVD (pies)	Tiempo operación (días)	Tiempo plan (días)
1	2015 ^a	Horizontal	2015	12 1/4", 8 3/4", 6 1/8"	5454	3004	14,04	17,8
2	2017A	Horizontal	2017	12 1/4", Piloto 8 3/4", 8 3/4", 6 1/8"	5284	3242	13,88	22,45
3	2017B	Horizontal	2017	12 1/4", 8 3/4", 6 1/8"	5667	3282	9,75	12,2
4	2017C	Horizontal	2017	12 1/4", 8 3/4", 6 1/8"	5707	3234	10,15	14
5	2017D	Horizontal	2017	12 1/4", Piloto 8 3/4", 8 3/4", 6 1/8"	5499	3283	13,43	22,5
6	2017E	Horizontal	2017	12 1/4", 8 3/4", 6 1/8"	6300	3285	13,96	12,14
7	2017F	Horizontal	2017	12 1/4", Piloto 8 3/4", 8 3/4", 6 1/8"	4430	3062	10,44	15,6
8	2018A	Horizontal	2018	12 1/4", 8 1/2", 6 1/8"	5640	3198	11	12
9	2018B	Horizontal	2018	12 1/4", Piloto 8 3/4", 8 3/4", 6 1/8"	4860	3274	12,23	16,6
10	2018C	Horizontal	2018	12 1/4", 8 3/4", 6 1/8"	4497	2678	6,96	10,8
11	2019A	Horizontal	2019	16", 12 1/4", 8 1/2"	6214	3383	28,4	11,9
12	2019B	Horizontal	2019	12 1/4", 8 3/4", 6 1/8"	5490	3205	8,35	12,2
13	2019C	Horizontal	2019	12 1/4", 8 3/4", 6 1/8"	6060	3182	12,25	12,1
14	2019D	Horizontal	2019	12 1/4", 8 3/4", 6 1/8"	5752	3204	11,75	12,4
15	2019E	Horizontal	2019	12 1/4", 8 1/2", 6 1/8"	5975	3291	15,04	8,9
16	2019F	Horizontal	2019	12 1/4", 8 1/2", 6 1/8"	5896	3247	13,23	8,5
17	2019G	Horizontal	2019	12 1/4", 8 1/2", 6 1/8"	5933	3316	9,04	9,2
18	2019H	Horizontal	2019	12 1/4", Piloto 8 1/2", 8 1/2", 6 1/8"	5553	3265	13,29	15
19	2020A	Horizontal	2020	12 1/4", 8 1/2", 6 1/8"	5494	3249	10,4	8,3

20	2020B	Horizontal	2020	12 1/4", 8 1/2", 6 1/8"	5908	3243	8,38	9,7
21	2020C	Horizontal	2020	12 1/4", 8 1/2", -8 1/2" ST, 6 1/8"	5900	3258	20,19	8,6
22	2020D	Horizontal	2020	12 1/4", Piloto 8 1/2", 8 1/2", 6 1/8"	5700	3282	12,92	13,1

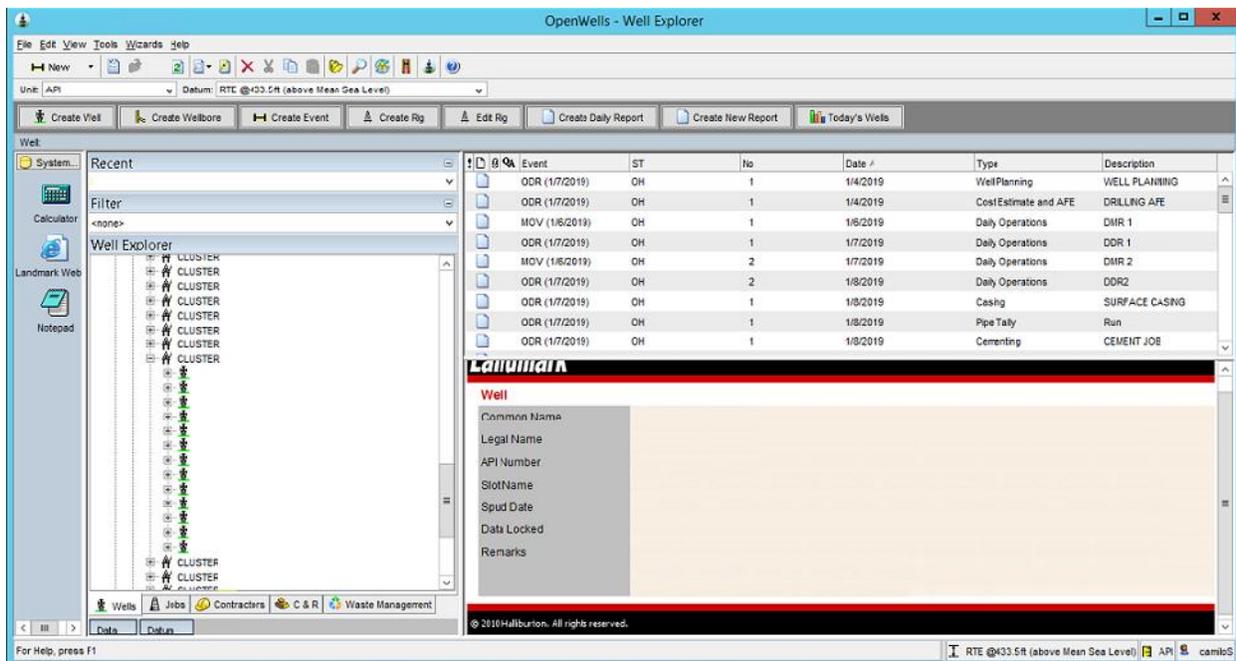
Nota. Información proporcionada por la compañía operadora.

3.1.1 Método de recolección de datos

La recopilación de la información para la selección de los pozos muestra para el análisis se realizó mediante la revisión de documentos técnicos y reportes diarios de perforación de la base de datos *OpenWells®* proporcionados por la compañía operadora, la Figura 16 muestra la interface de inicio del software mencionado. La información estuvo compuesta por reportes diarios de operación, reportes finales de perforación, planes de perforación y documentos *pre-spud* (lecciones aprendidas).

Figura 16.

Ejemplo de interface *OpenWells®*



Nota: Tomado de Data Sheet OpenWells Software. 2014, Halliburton© (p. 2).

OpenWells® es un software registrado por la marca *Landmark*, propiedad de la compañía multinacional *Halliburton*, ampliamente utilizado en la industria de los hidrocarburos como plataforma para el reporte de operaciones, mediante el cual es posible ingresar, a través de una interface visual e intuitiva, la información de las operaciones y posteriormente hacerles seguimiento, análisis, obtener resúmenes de operaciones y gráficos de datos consolidados de todas las actividades de perforación, completamiento y workover, ya sea de un pozo en particular, de todos los pozos perforados en el campo o de todos pozos pertenecientes a la compañía. Es una herramienta versátil y con múltiples prestaciones para el análisis de la información ya que permite un fácil acceso a los datos para realizar seguimiento del desempeño y así optimizar las operaciones; para esto, cuenta con los siguientes módulos (Halliburton, OpenWells Data Sheet, 2014):

Módulo de reporte: Es la interface principal en la que se registra la data de las operaciones diarias en cada pozo a través del modelo de datos unificado *Engineer's Data Model*™ (EDM) el cual está enlazado con otras aplicaciones para diseño de pozos y cálculos de ingeniería de la suite *Landmark*® como *WELLCAT*, *COMPASS*, *StressCheck*, *CasingSeat*, *WELLPLAN* y *DecisionSpace*, permitiendo obtener cálculos más precisos durante la planeación y diseño gracias a la integración de datos de operación.

Módulo de análisis de NPT: Permite identificar los detalles y causa raíz de las fallas en los equipos y demás eventos no deseados, así como el costo de los tiempos no productivos que estos conllevan; permite comparar con pozos offset, recopilar lecciones aprendidas e identificar mejores prácticas.

Módulo Data Analyzer: Permite generar resúmenes ejecutivos y analizar la data para identificar correlaciones, comparar y contrastar diseños u operaciones con el fin de comprender de mejor manera las oportunidades de mejora.

Módulo Profile: Este software incluido en el paquete de *OpenWells* permite diseñar de manera precisa el estado mecánico, herramientas y equipos necesarios para el completamiento final de los pozos, así como visualizar la configuración de herramientas y equipos de pozos ya existentes y realizar actualizaciones en caso de realizar algún cambio en estos. También permite, a medida que se ingresa la información de reportes diarios de operación, ir observando el estado mecánico de un pozo durante su perforación. Proporciona una representación gráfica de la configuración de los equipos al interior del pozo, lo que facilita identificar la ubicación de cada ítem y entender de manera más precisa el estado mecánico propuesto (planeado) y final (ejecutado).

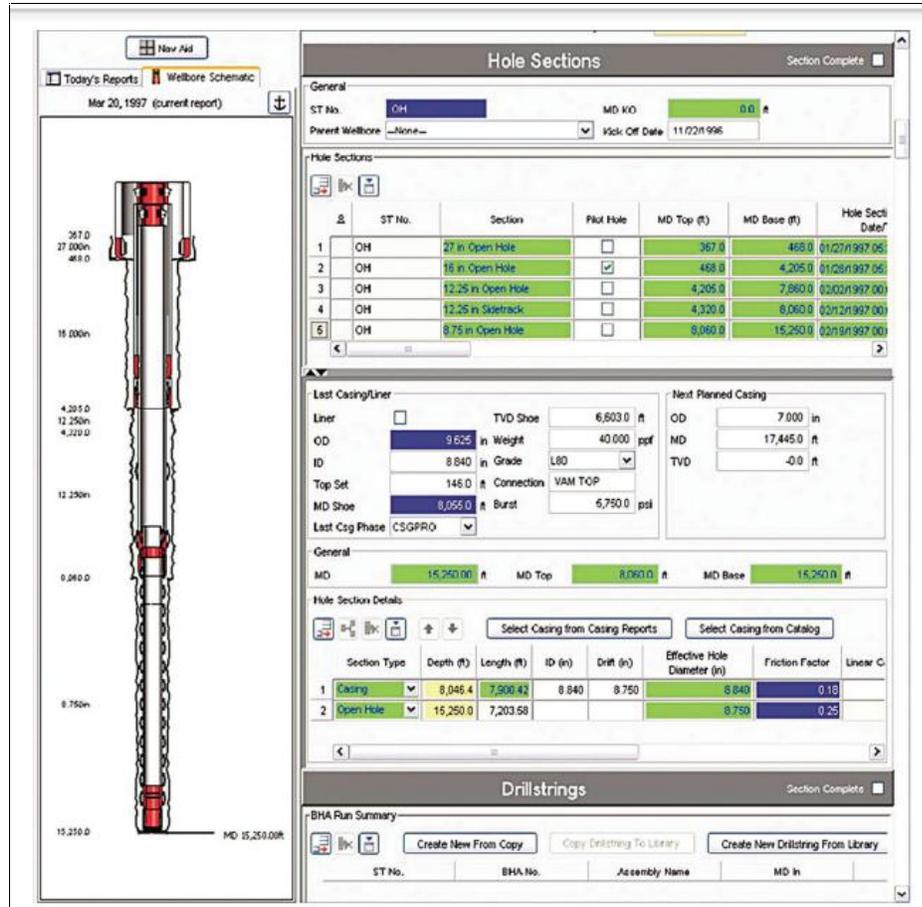
La Figura 17 muestra un ejemplo de la interface gráfica del módulo Profile junto con la data de las secciones del pozo y las características de los equipos instalados en cada una de ellas.

3.1.2 Procesamiento y análisis de información

Una vez definidos los 22 pozos de muestra, el procesamiento de la información comenzó con la revisión de los reportes finales extraídos de *OpenWells®*, de donde fue obtenida la información base de estudio: tiempos de cada evento NPT, razón y actividad asociada al evento, sección del pozo, parámetros de operación y formación perforada. El software *Microsoft Excel* fue utilizado para la organización, visualización y análisis de la información.

Figura 17.

Módulo Profile



Nota: Tomado de Data Sheet OpenWells Software. 2014, Halliburton© (p. 4).

3.2 Presentación de resultados

La información se organizó de manera sistemática evidenciando las causas de NPTs con mayor impacto, obteniendo las siguientes categorías: causado por el taladro, por el hueco y por terceras compañías. NPTs por mal clima, problemas con comunidades y demás factores externos no fueron considerados.

3.2.1 NPT causado por el taladro

Hace referencia a los causados por fallas imprevistas en el equipo de perforación, ya sea por daños en sus componentes principales y herramientas, logística de repuestos o partes y demoras en procedimientos por parte del personal del taladro.

La Tabla 7 muestra las horas no productivas causadas por fallas relacionadas con el taladro. Podemos observar que los NPT de mayor duración son asociados a eventos de fallas del Top Drive, bombas de lodo, generadores eléctricos y válvulas preventoras (BOP); así mismo evidencia los eventos de mayor frecuencia de NPT, son por fallas del Top Drive, generadores eléctricos y bombas de lodos. Los eventos relacionados con válvulas BOP, aunque presentan baja ocurrencia, son puntos clave a tener en cuenta ya que producen NPTs prolongados.

Sin embargo, esta información no fue considerada para análisis ya que está ligada a operaciones de mantenimiento y QAQC de la compañía propietaria del taladro, y el objetivo del estudio se basa en proponer mejoras técnicas y de procedimientos para la compañía operadora del campo.

3.2.2 NPT causado por el hueco

Hace referencia a los tiempos no productivos causados por problemas asociados al hueco que se está perforando.

La Tabla 4 muestra las horas NPT, allí es posible evidenciar que los eventos de pega de tubería, taponamiento de campana y Flow Line y acondicionamiento del hueco (empaquetamiento) son críticos, debido a los NPT significativamente prolongados; en cuanto a la frecuencia, resalta el taponamiento de campana y Flow Line.

3.2.3 NPT causado por terceras compañías

Hace referencia a los tiempos no productivos causados por fallas relacionadas con herramientas, logística y personal contratista o terceras compañías que prestan tanto servicios vitales como secundarios para el correcto desarrollo de las operaciones de perforación y completamiento.

La Tabla 5 muestra que los principales problemas están asociados a servicios de corrida de tubulares por problemas durante operaciones para el colgamiento del liner de producción y con el servicio de perforación direccional por fallas en la señal del LWD y demoras durante las pruebas de herramientas direccionales; las fallas en la señal del LWD son un punto crítico para tener en estricta vigilancia.

Tabla 7*NPT asociado a fallas del taladro.*

Evento o Problema	2015A	2017A	2017B	2017C	2017D	2017E	2018A	2018B	2019A	2019B	2019C	2019D	2019E	2019G	2020A	2020B	2020C	Total NPT/evento (Hrs)	Frecuencia NPT
Generadores Eléctricos	0,5	2,5						1,5	3,0		1,5							9,0	5
Bombas de Lodo		2,5	2,0		3,0						2,0							9,5	4
Preventores (BOP)				6,0										2,5				8,5	2
Pruebas de BOP				2,5									6,0					8,5	2
Stand Pipe				0,5														0,5	1
Top Drive/Wash Pipe					0,5	2,0				0,5	4,5				2,5	1,5		11,5	6
Logística equipos									4,5									4,5	1
Personal del equipo							3,0											3,0	1
Pin de sacrificio															0,5			0,5	1
Tubería																	1,5	1,5	1
Otros													0,5					0,5	1
Total NPT/pozo (Hrs)	0,5	5,0	2,0	9,0	3,5	2,0	3,0	1,5	7,5	0,5	3,5	4,5	6,5	2,5	3,0	1,5	1,5		

Nota. Información de la compañía operadora. Pozos sin NPT asociado no son presentados.

Tabla 8*NPT asociado a problemas en el hueco*

Evento o Problema	2015A	2017A	2017C	2017F	2018A	2018B	2019A	2019B	2019C	2019E	2019F	2019G	2020A	2020B	2020C	2020D	Total NPT/evento (Hrs)	Frecuencia NPT
Pérdidas de circulación inducidas		4,0															4,0	1
Taponamiento de Campana y Flow Line	1,5		1,5	2,0			14,0	0,5		1,5	2,5	2,5	1,0	1,0			28,0	10
Restricción del hueco					1,5												1,5	1
Pega de tubería								0,5							217,5		218,0	2
Inestabilidad del Hueco									3,0				1,0				4,0	2
Acondicionamiento del hueco						15,5										9,0	24,5	2
Empaquetamiento del hueco						10,0											10,0	1
Otros problemas																	0,0	0
Total NPT/pozo (Hrs)	1,5	4,0	1,5	2,0	1,5	25,5	14,0	0,5	0,5	4,5	2,5	2,5	2,0	1,0	217,5	9,0		

Nota. Información de la compañía operadora. Pozos sin NPT asociado no son presentados.

Tabla 9

NPT asociado a problemas de terceras compañías

Evento o Problema	2015A	2017A	2017E	2017F	2018B	2019A	2019B	2019C	2019D	2019E	2019F	2019G	2019H	2020A	2020B	2020D	Total NPT/evento (Hrs)	Frecuencia NPT
Propiedades del fluido de perforación (Acondicionamiento de lodo)		4,5															4,5	1
Problemas con los surveys/tool face							2							1	0,5		3,5	3
Prueba de herramientas direccionales	3,5	7														1	11,5	3
Daño del motor de fondo	6,5																6,5	1
Fallas en la señal del LWD	29		1,5		7		0,5	1	64				0,5	2			105,5	8
Espera por llegada de equipos						2,5											3,5	2
Tiempo extra en fraguado de cemento																4	4	1
Equipos de registros eléctricos				2									2,5				4,5	2
Falla herramienta del Gyro								1									1	1
Problemas en el colgamiento del liner						356,5				81,0	62,5						500	3
Problemas con la Unidad de Cementación											1,5	4			1	1,5	9	5
Otros problemas		0,5															0,5	1
Total NPT (horas)	39	12	1,5	2	7	359	2,5	2	64	81	64	4	3	3	1,5	6,5		

Nota. Información de la compañía operadora. Pozos sin NPT asociado no son presentados.

4. Análisis e Interpretación de Resultados

4.1 Identificación de problemas críticos

4.1.1 Porcentaje de NPT por sección de pozo

El estudio logró identificar que los mayores tiempos de NPT se presentaron en la sección de hueco intermedio (8-1/2'' o 8-3/4''), con un porcentaje de 78% del total. Durante la perforación de esta sección, los NPT se dieron en mayor medida por causa de terceras compañías, principalmente por inconvenientes con el **colgamiento del liner**; y por causas asociadas a problemas con el hueco (formación geológica), destacando pega de tubería, empaquetamiento de la sarta y taponamiento de campana y flowline.

En segundo lugar, encontramos la sección de hueco productora (6-1/8'') con un porcentaje del 19% del total de la muestra. Durante la perforación de esta fase, los NPT corresponden únicamente a fallas de terceras compañías, destacando problemas de colgamiento del liner y con el funcionamiento de la herramienta LWD.

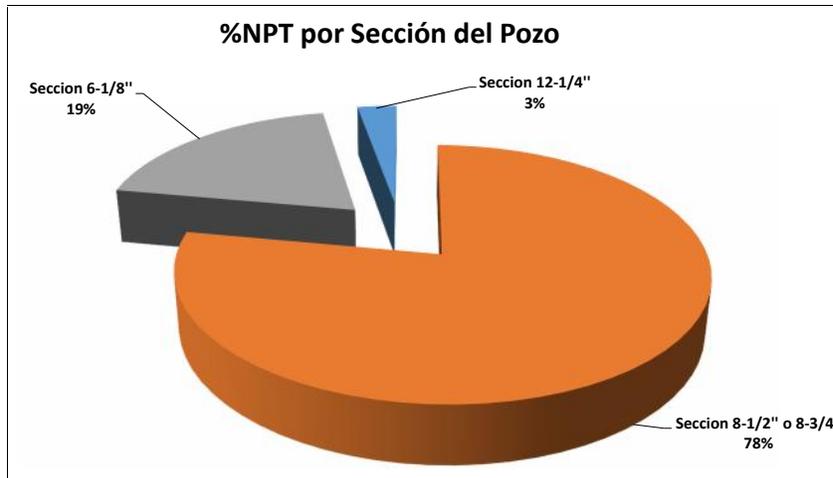
La Figura 18 presenta los resultados de NPT por sección de pozo mencionados.

4.1.2 Porcentaje de NPT por tipo de causa

La causa de mayor impacto fue la asociada a fallas en procedimientos o herramientas por parte de terceras compañías, con un 65% del total del NPT; dentro de las cuales las de mayor NPT fueron a cargo de las compañías de corrida de tubulares (casing y liner de producción) y servicio de perforación direccional.

Figura 18.

Porcentaje del tiempo no productivo por sección del pozo



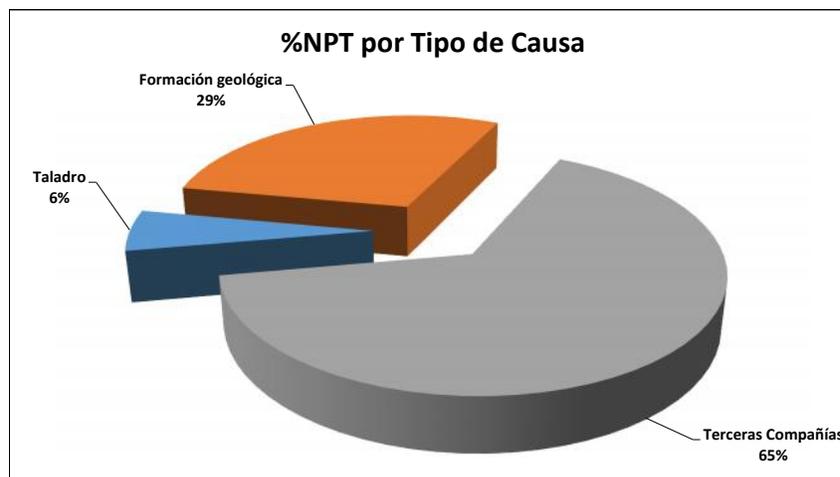
Nota: Elaborado por el autor.

Causas de NPT relacionadas al taladro se muestran con propósitos comparativos mas no serán tratadas para la formulación de mejoras y soluciones.

La Figura 19 presenta los resultados de NPT por tipo de causa. No fueron incluidas causas de NPT asociadas al mal tiempo, problemas con comunidades y demás factores imposibles de prever y controlar.

Figura 19.

Porcentaje de tiempo no productivo por tipo de causa



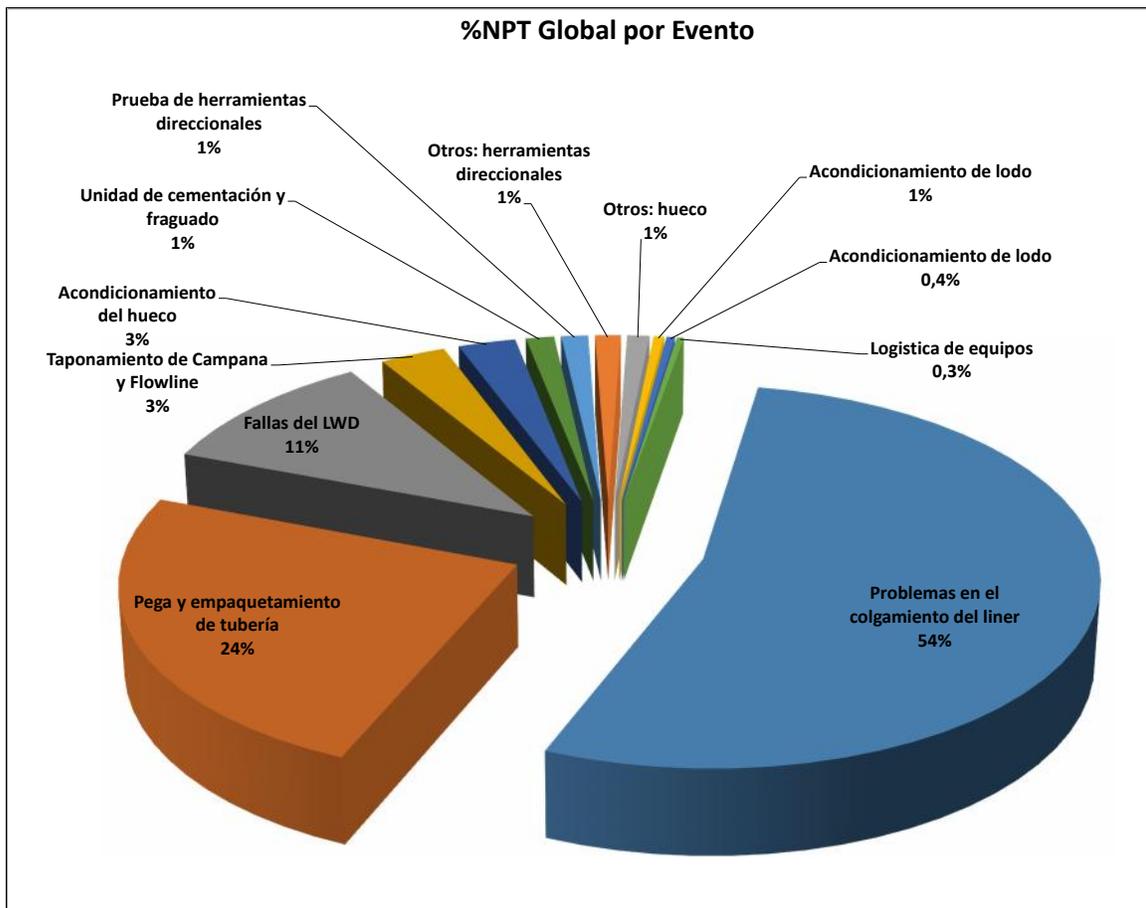
Nota: Elaborado por el autor.

4.1.3 Porcentaje NPT global (por evento)

Una vez identificada la sección de los pozos en la que más NPT se presentan y la causa más frecuente de los mismos, se procedió organizar la información para examinar cuáles fueron los eventos más recurrentes y con mayores tiempos NPT.

Figura 20.

Porcentaje de tiempo no productivo por evento



Nota: Elaborado por el autor.

Así, fue posible observar que los problemas que produjeron mayores tiempos no productivos fueron aquellos relacionados con operaciones de colgamiento de liner con el 54%, pega de tubería con el 23%, fallas con la herramienta LWD con el 11% del total de NPT de la

muestra y taponamiento de campana y flowline con el 3%; el porcentaje restante (9%) se reparte problemas de terceras compañías (perforación direccional, lodos, cementación y registros eléctricos).

La Figura 20 presenta los porcentajes de NPT por evento, evidenciando que los servicios de corrida de tubulares, perforación direccional y problemas del hueco son los que más afectan las operaciones y, por ende, sobre los cuales se van a basar las propuestas y mejoras técnicas.

4.2 Análisis de problemas críticos

4.2.1 Problemas con el colgamiento del liner

Los pozos que presentaron problemas con el colgamiento del liner fueron el 2019A, 2019E y 2019F. A continuación, se exponen las operaciones y eventos que se dieron en cada uno de los pozos:

a. Pozo 2019A:

Posterior a la bajada de la sarta del liner ranurado de 7'', corrida del *washpipe* de 2-7/8'' al interior del liner e instalación del liner hanger; se presentaron problemas durante la corrida del liner hacía fondo. La sarta de completamiento bajó libre hasta una profundidad de 3618 pies MD, a partir de este punto comenzó a bajar con arrastre hasta los 3760 pies MD (604 pies arriba del zapato del casing de 9-5/8''), punto en el cual presentó fricción excesiva y finalmente no fue posible continuar bajando; la sarta de completamiento fue trabajada, se logró sacar hasta 3724 pies MD con alta fricción e incrementando tensión hasta 80 KLbs de sobretensión (*overpool*), en este punto no fue posible continuar sacando. Se decidió sentar el empaque, el cual estaba posicionado a 1783 pies MD, recuperar la setting tool y el wishpipe, moler el empaque y, tras varios intentos, realizar la operación de pesca de la sarta de completamiento exitosamente. Se

armó una nueva sarta y se logró bajar con éxito hasta la profundidad final de 6204 pies MD, encontrando una restricción a 3637 pies MD (cerca al punto de pega anterior).

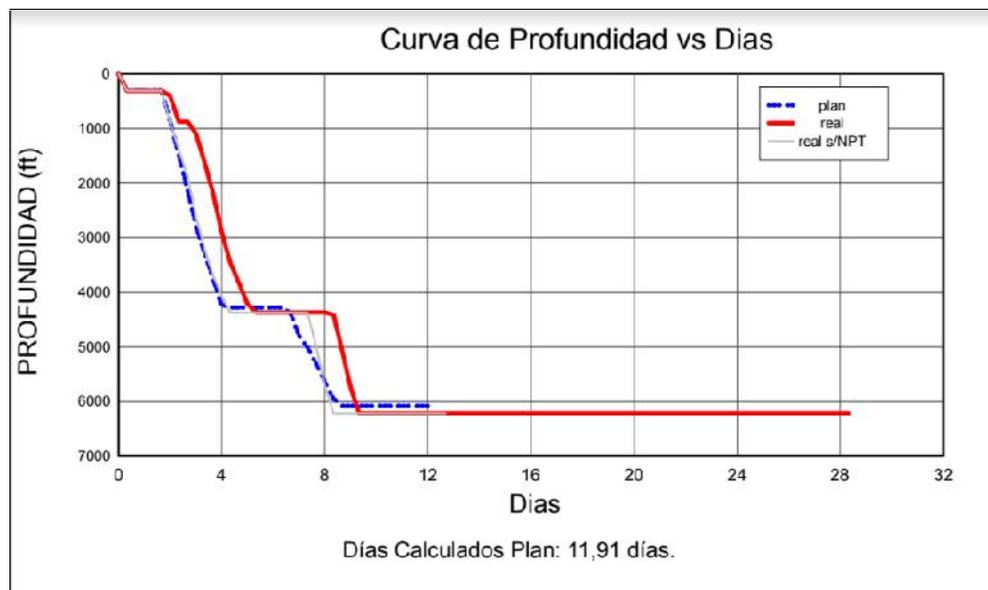
Este evento conllevó a un NPT de 356,5 horas (14,8 días) debido a los intentos de recuperar la sarta y operaciones de pesca posteriores.

La pega de la sarta de liner se produjo al interior del casing de 9-5/8" probablemente por un DLS muy alto o por presencia de restos de cemento en la zona (entre 3618 a 3760 pies MD), se descarta colapso del casing ya que el calibre promedio fue de 9,2 pulg.

Las Figuras 21 y 22 muestran la curva de Profundidad vs. Tiempo y Profundidad vs. Costo final del pozo respectivamente, las que permiten tener una rápida idea de la magnitud y consecuencias del evento NPT.

Figura 21.

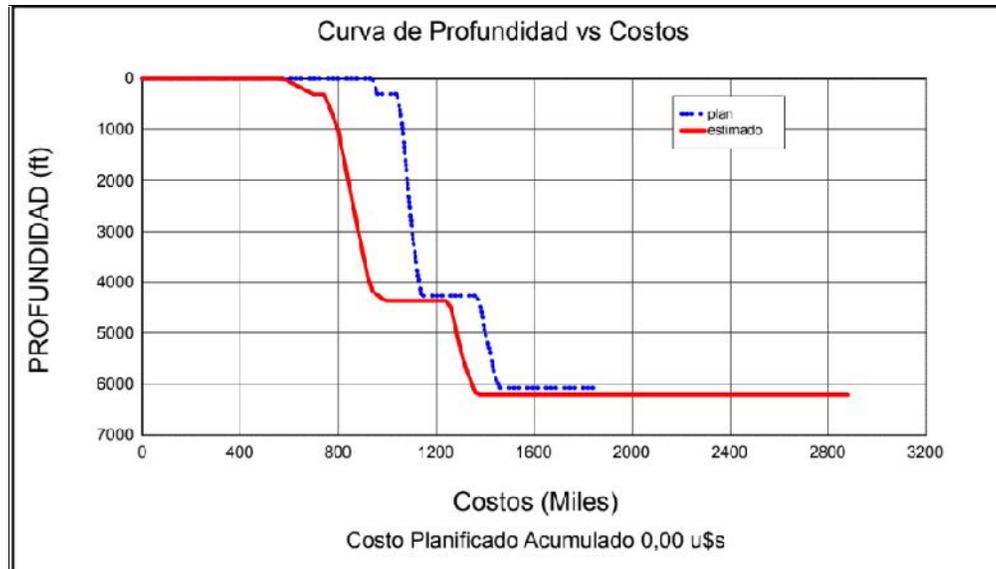
Curva Profundidad vs. Tiempo, pozo 2019A



Nota: Proporcionado por la compañía operadora.

Figura 22.

Curva Profundidad vs. Costo, pozo 2019A



Nota: Proporcionado por la compañía operadora.

b. Pozo 2019E:

En este pozo se presentaron problemas para colgar el casing de 7'' de la sección intermedia del pozo debido a fallas durante la instalación del empaque y posteriormente para la prueba de hermeticidad del mismo.

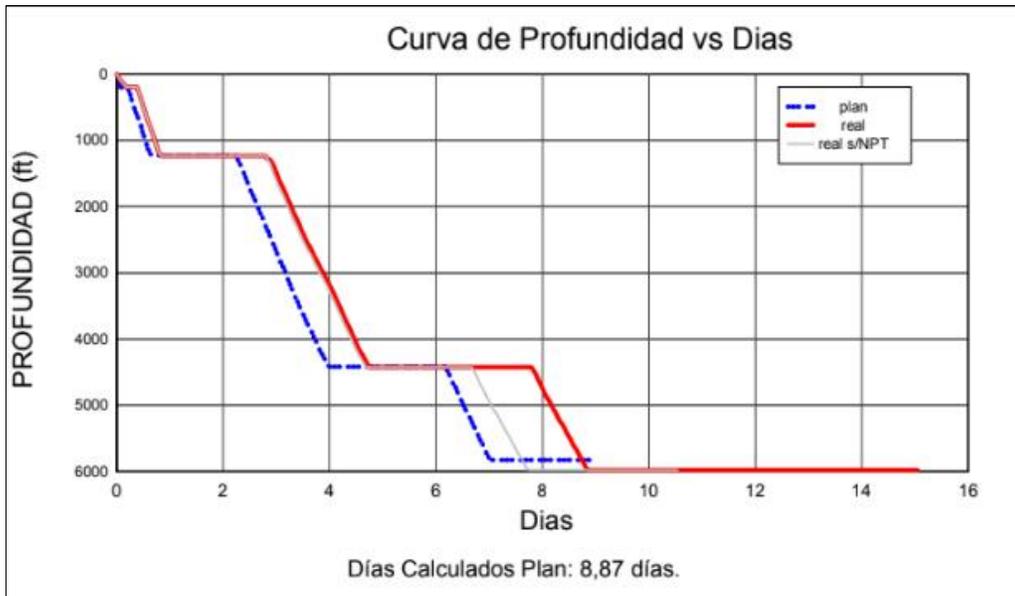
Durante la corrida del liner ranurado de 4-1/2'' en la sección de producción del pozo, una vez instalado el empaque, no fue posible liberar la setting tool, finalmente tras varias operaciones se logró liberar fatigando la conexión de la herramienta por lo cual fue necesario retirar la sarta de completamiento y, por precaución, se realizó viaje de calibre evidenciando puntos apretados en hueco abierto; posterior a esto fue necesario repetir todas las operaciones para la corrida nuevamente del liner de 4-1/2'' esta vez con éxito.

Los problemas para instalar ambas sarts de completamiento (casing de 7'' y liner de 4-1/2'') implicaron un NPT de 81 horas (3,37 días).

Los problemas para la instalación de las sargas de completamiento se atribuyen a las fallas que se presentaron en las herramientas de la compañía responsable de la corrida de tubulares.

Figura 23.

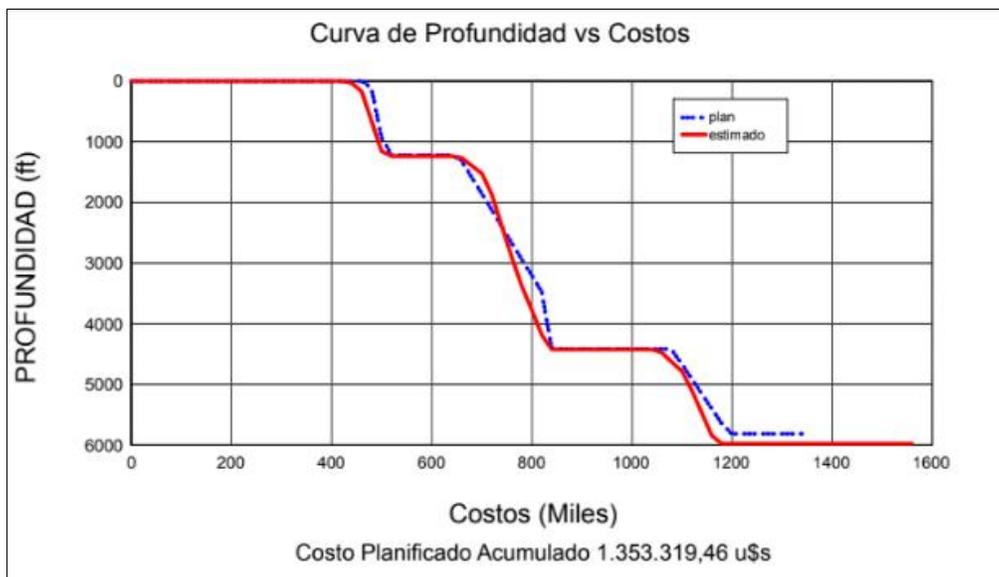
Curva Profundidad vs. Tiempo, pozo 2019E



Nota: Proporcionado por la compañía operadora.

Figura 24.

Curva Profundidad vs. Costos, pozo 2019E



Nota: Proporcionado por la compañía operadora.

Las Figuras 23 y 24 muestran la curva de Profundidad vs. Tiempo y Profundidad vs. Costo final respectivamente, evidenciando la magnitud y consecuencias del evento NPT.

c. Pozo 2019F:

Posterior a la corrida del liner de 4-1/2'' a 5888 pies MD, instalación del empaque de 7'' a 4187 pies MD y liberación de la setting tool, se logra sacar a superficie sólo una junta de tubería washpipe de 2-3/8'' quedando un pescado en fondo de 52 juntas de washpipe 2-3/8''. Se realizó viaje de calibración con broca de 6-1/8'' logrando llegar hasta el tope del liner (*TOL*) a 4187 pies MD sin apoyos ni restricciones, debido a que no hubo restricciones en hueco entubado se corrieron registros para calidad del cemento y posteriormente procedió a bajar ensamblaje de pesca para recuperar el washpipe 2-3/8'', justo antes de comenzar maniobras para ingresar al liner y realizar la pesca se presentó evento de caída de objetos de la torre (soporte del encuelladero) por lo que fue necesario realizar parada de seguridad y su respectiva inspección de caída de objetos (*DROPS*) para la torre, encuelladero, bloque y Top Drive; esto añadió 12,5 horas NPT al evento de pesca. Reanudó operaciones de pesca encontrando el tope del pescado a 4254 pies MD (67 pies dentro del liner) donde pudo enganchar (evidenció aumento del torque y ganancia de 4klbs de peso) y recuperar el 100% del pescado en superficie.

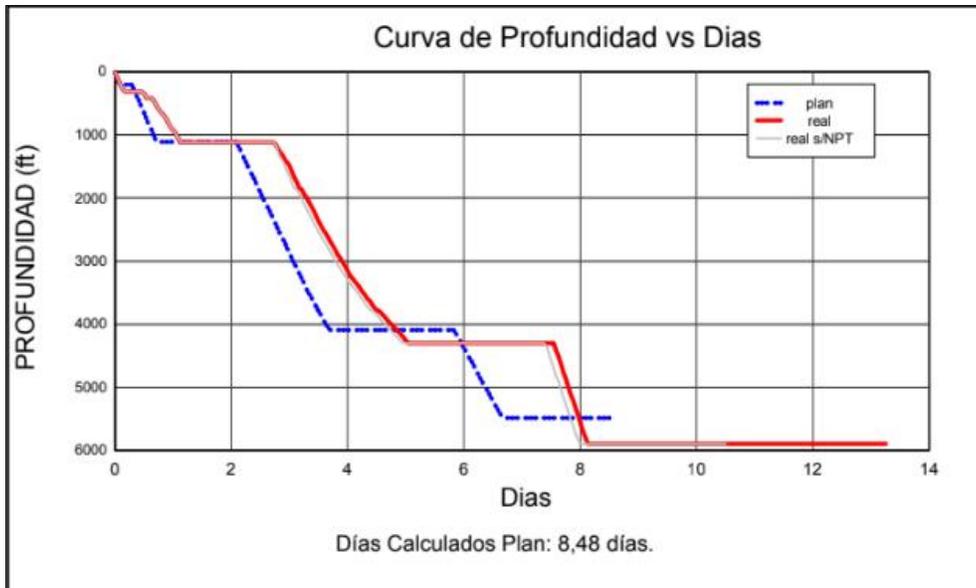
Los problemas para retirar la sarta de washpipe 2-3/8'' y el evento de caída de objetos sumaron a la operación un total de 62,5 horas (2,60 días).

Debido a que las herramientas no presentaron falla, el problema se atribuye a errores en procedimientos por parte del personal de la compañía de servicio de corrida de tubulares; por otra parte, el evento de caída de objetos se atribuye a falta de inspección y mantenimiento por parte de la compañía del taladro.

Las Figuras 25 y 26 muestran la curva de Profundidad vs. Tiempo y Profundidad vs. Costo final respectivamente, evidenciando la magnitud y consecuencias de los eventos NPT.

Figura 25.

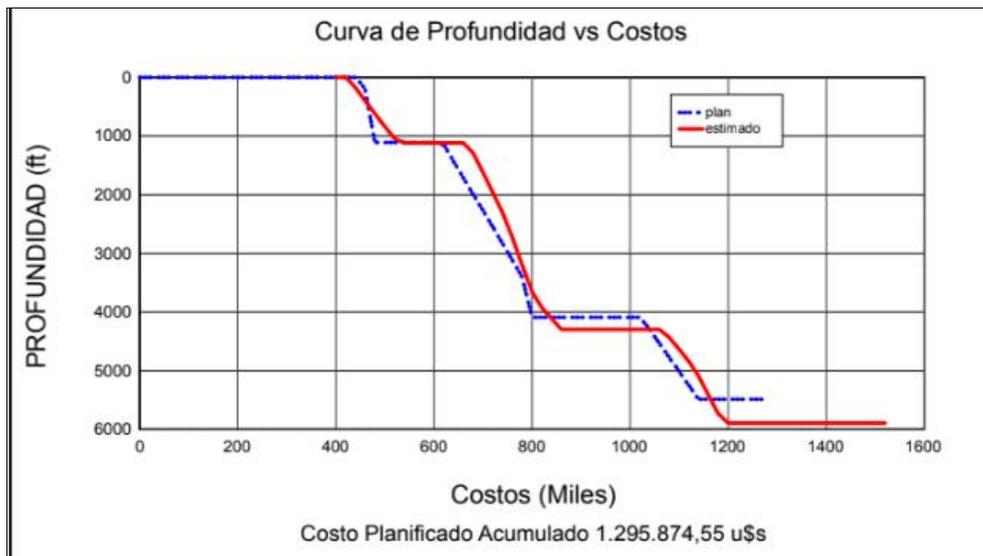
Curva Profundidad vs. Tiempo, pozo 2019F



Nota: Proporcionado por la compañía operadora.

Figura 26.

Curva Profundidad vs. Costos, pozo 2019F



Nota: Proporcionado por la compañía operadora.

La Tabla 10 presenta un resumen de los eventos presentados en los pozos mencionados junto con el NPT asociado y las posibles causas identificadas.

Tabla 10

Eventos NPT por problemas de colgamiento del liner

Pozo	Evento	NPT (hr)	Posibles Causas
2019A	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pega del liner a 3618 pies MD (hueco entubado). ✓ Sentó empaque, realizó Backoff. ✓ Molió empaque y pescó sarta de completamiento. 	356,5	<ul style="list-style-type: none"> ✓ DLS muy alto o presencia de restos de cemento en la zona (entre 3618 a 3760 pies MD). ✓ Se descarta colapso del casing ya que el calibre promedio fue de 9,2 pulg.
2019E	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fallas en la instalación de empaque para colgar casing 7". ✓ Falla de prueba de hermeticidad del empaque para casing 7". ✓ Falla para liberar setting tool del liner 4-1/2". ✓ Operación de pesca del liner 4-1/2". 	81,0	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fallas de las herramientas de corrida de tubulares.
2019F	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Liberó setting tool sin sacar sarta de washpipe 2-3/8" completa. ✓ Operaciones de pesca del washpipe 2-3/8". 	62,5	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Falla en los procedimientos del personal de corrida de tubulares.

Nota. Información proporcionada por la compañía operadora.

4.2.2 Pega y empaquetamiento de tubería

De los pozos seleccionados para el análisis, los pozos que presentaron problemas por pega y empaquetamiento de tubería generando un NPT significativo fueron el 2020C y 2018B. A continuación, se exponen las operaciones y eventos que tuvieron lugar:

a. Pozo 2020C:

Una vez perforada la sección intermedia de 8-1/2" hasta 4310 pies MD, se sacó el ensamblaje de fondo (No. 3) con herramientas direccionales, observando puntos apretados entre 4150 y 3682 pies MD los cuales fueron trabajados con circulación y backreaming (sobretensión

de hasta 35 KLbs) para finalmente encontrar pérdida de rotación y pega a los 3682 pies MD; se observó cortes de carbón en las zarandas. A esta profundidad la pega se dio en inmediaciones de la formación Carbonera C5 con inclinación de 89°. Se realizaron maniobras con tensión y circulación (no se logró rotación en ningún momento) y se bombeó píldora abrasiva y varias lubricantes previo a cada maniobra para intentar despegar la sarta, logrando un avance total de 33 pies. Se circuló tres veces el volumen total del pozo para asegurar la limpieza del mismo y se observaron recortes de arcilla mayormente, con algo de arena y lutita, y sin presencia de carbón en las zarandas; continuó trabajando la sarta con tensión y circulación para lograr un avance final de 36,5 pies. En este punto se decidió realizar operación de desconexión de tubería (*backoff*) dejando un pescado compuesto por tubería HWDP 4'', tubería DP 4'', martillo hidráulico 4-3/4'', herramientas direccionales y broca PDC 8-1/2'' quedando el tope del pescado a 1712 pies MD. Se realizaron operaciones de pesca y se recuperó parte del pescado, quedando el nuevo tope en 3396 pies MD, continuaron operaciones de pesca sin éxito, por lo que finalmente se decide bombear tapón de cemento para desvío y realizar operación de sidetrack y completar el pozo hasta la profundidad objetivo de manera exitosa.

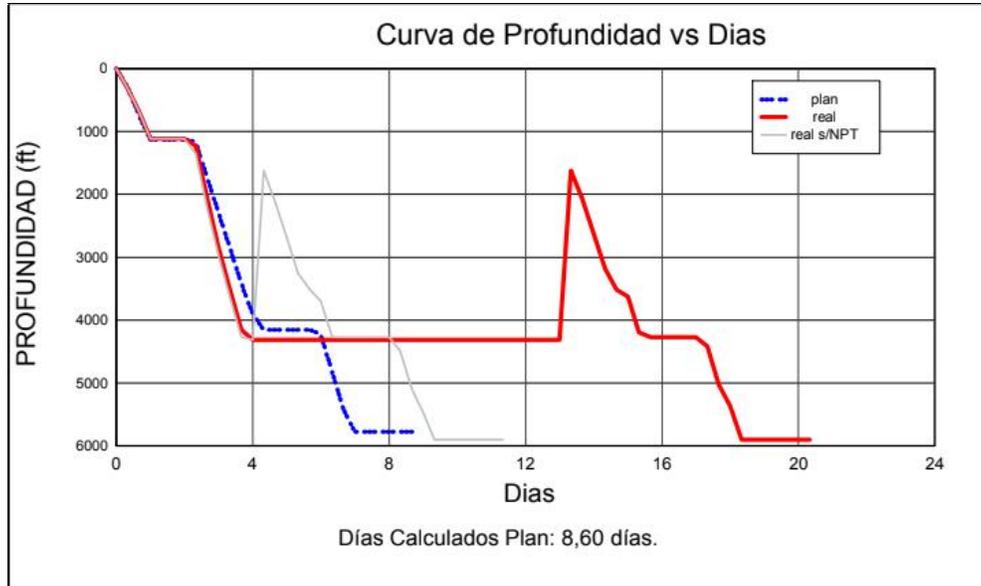
Los problemas presentados por la pega del ensamblaje de fondo en la sección intermedia (8-1/2'') en este pozo produjeron un NPT de 217,5 horas (9 días).

Debido a los cortes observados en las zarandas (inicialmente carbón y alto contenido de arcillas) el mecanismo de pega en este caso se atribuye a empaquetamiento de sarta por formaciones inestables o reactivas comúnmente encontradas en los miembros de la formación Carbonera y mala limpieza del hueco.

Las Figuras 27 y 28 muestran la curva de Profundidad vs. Tiempo y Profundidad vs. Costo final respectivamente, evidenciando la magnitud y consecuencias de los eventos NPT.

Figura 27.

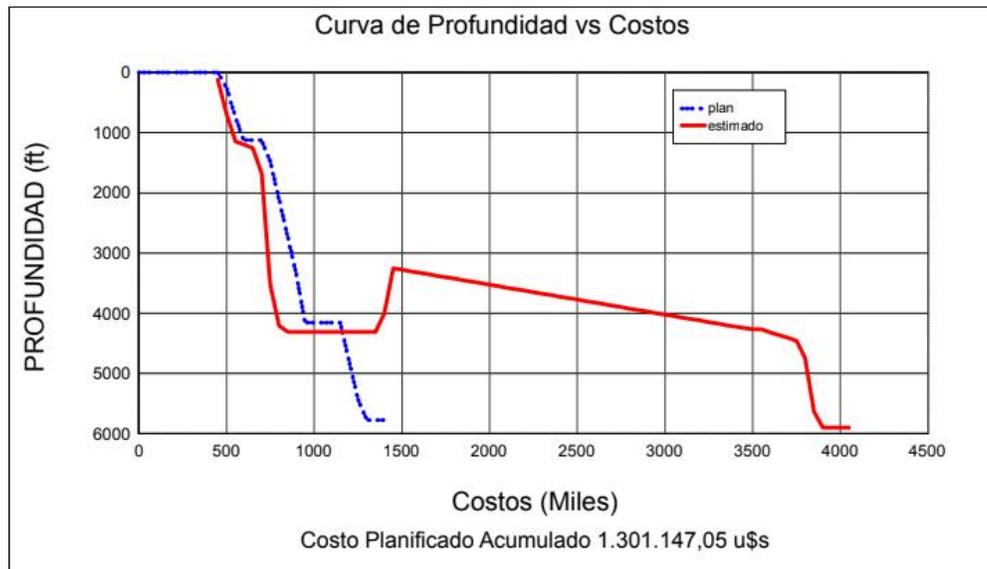
Curva Profundidad vs. Tiempo, pozo 2020C



Nota: Proporcionado por la compañía operadora.

Figura 28.

Curva Profundidad vs. Costos, pozo 2020C



Nota: Proporcionado por la compañía operadora.

b. Pozo 2018B:

En este pozo se realizó la perforación del hueco piloto en la sección intermedia de 8-3/4'', una vez obtenidas las muestras y los registros, se bombeó tapón de cemento para desviar. Durante la perforación del hueco piloto se presentaron NPTs por fallas en los generadores del taladro, problemas con la corrida de registros y con la herramienta MWD.

Se perforó con herramientas direccionales la sección intermedia de 8-3/4'' hasta Landing Point; durante la perforación de esta sección, se observó colgamiento de la sarta a los 3286 pies MD por lo que se decide levantar el ensamblaje observando un incremento de presión de 300 psi, por precaución se detuvo la circulación e intentó regresar a fondo encontrando restricción, se intentó reestablecer circulación a caudal mínimo sin éxito, perdiendo movilidad y rotación completamente. Se trabajó la sarta con martillando hacia arriba y hacia abajo en repetidas ocasiones, se aplicó tensión de hasta 250 Klbs con aproximadamente 1000 psi de presión atrapada y torque sostenido, logrando recuperar movilidad, rotación y circulación. Se realizó circulación fondos arriba y bombeó píldoras dispersa y viscosa hasta retornos limpios; realizó viaje corto hasta 279 pies adentro del casing 9-5/8'' para asegurar la sarta y probar herramientas direccionales, regresó a fondo y bombeó píldoras dispersa y viscosa hasta retornos limpios para continuar las operaciones de perforación según el plan.

El evento de empaquetamiento al inicio de la perforación de la sección intermedia de 8-3/4'' en este pozo representó un NPT de 10 horas.

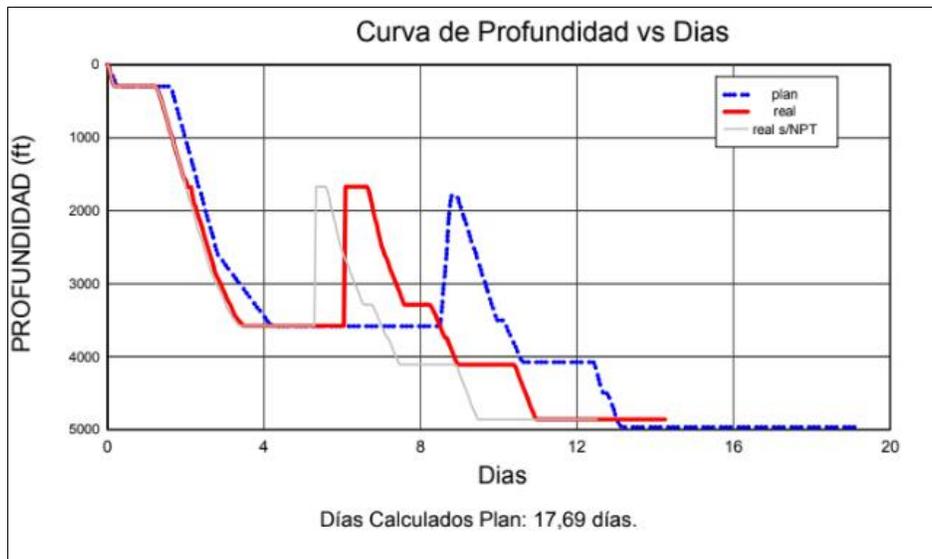
El empaquetamiento de la sarta se atribuye al anular cargado con cortes debido a la mala limpieza del pozo.

Las Figuras 29 y 30 muestran la curva de Profundidad vs. Tiempo y Profundidad vs. Costo final respectivamente, en ellas se evidencia que, a pesar de los NPTs por fallas de

generadores, problemas con herramientas direccionales y el evento de empaquetamiento, las curvas de desempeño real están por debajo de la planeada debido al tiempo ganado por el equipo de trabajo en las demás operaciones lo que permitió mitigar el impacto del NPT.

Figura 29.

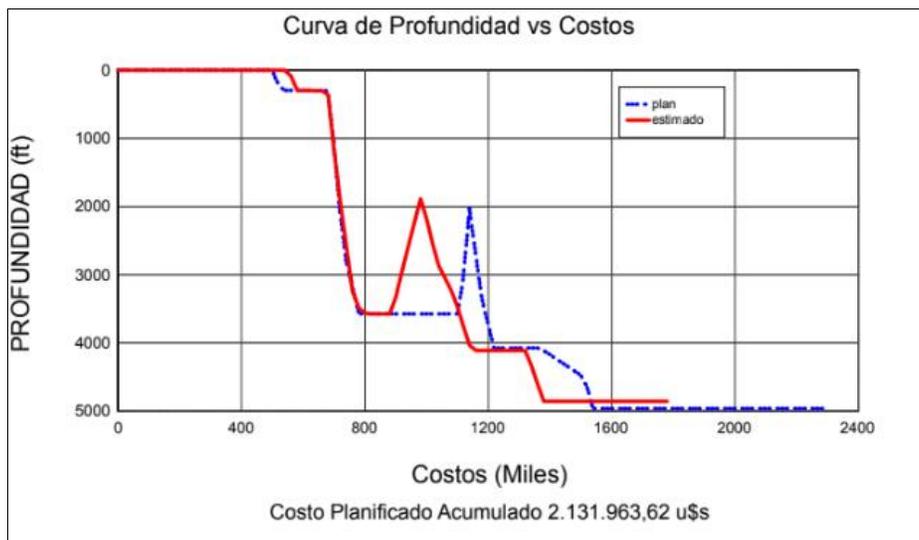
Curva Profundidad vs. Tiempo, pozo 2018B



Nota: Proporcionado por la compañía operadora.

Figura 30.

Curva Profundidad vs. Costos, pozo 2018B



Nota: Proporcionado por la compañía operadora.

La Tabla 11 resume los eventos en los pozos mencionados junto con el NPT asociado y la posible causa identificada.

Tabla 11

Resumen de eventos NPT por problemas de pega y empaquetamiento

Pozo	Evento	NPT (hr)	Posibles Causas
2020C	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Puntos apretados trabajados con circulación y backreaming. ✓ Pérdida de rotación y pega en formación Carbonera C5. ✓ Presencia de carbón y arcillas en zarandas. ✓ Abandono de pescado y sidetrack. 	217,5	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pega de tubería por formaciones inestables o reactivas y mala limpieza del hueco.
2018B	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Observó colgamiento, levantó y al volver a fondo encontró restricción, perdiendo movilidad, circulación y rotación. ✓ Trabajó sarta con overpull y torque sostenido y liberó. ✓ Bombeó píldoras dispersa y viscosa y circuló hasta retornos limpios. 	10	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Empaquetamiento por mala limpieza del espacio anular.

Nota. Información proporcionada por la compañía operadora.

4.2.3 Fallas de herramienta direccional LWD

Las fallas por servicio de perforación direccional en el campo han sido por múltiples causas como problemas con toma de surveys, fallas del motor de fondo, demoras en las pruebas de herramientas y fallas en la herramienta LWD, siendo esta última la más relevante en cuanto a duración del NPT y frecuencia, conformando el 11% del total de NPT de los pozos objeto de estudio.

Los pozos que presentaron fallas en la herramienta LWD generando NPTs significativos (superiores a una hora) fueron 2015A, 2017E, 2018B, 2019C, 2019D Y 2020A. A continuación, se exponen las operaciones y eventos que se dieron en cada uno de los pozos:

a. Pozo 2015A:

El evento que generó NPT se presentó durante la perforación de los primeros 200 pies de la sección productora de 6-1/8" con el ensamblaje número cuatro, el cual comprendía las herramientas de motor de fondo y MWD/LWD que fueron probadas de manera exitosa en superficie.

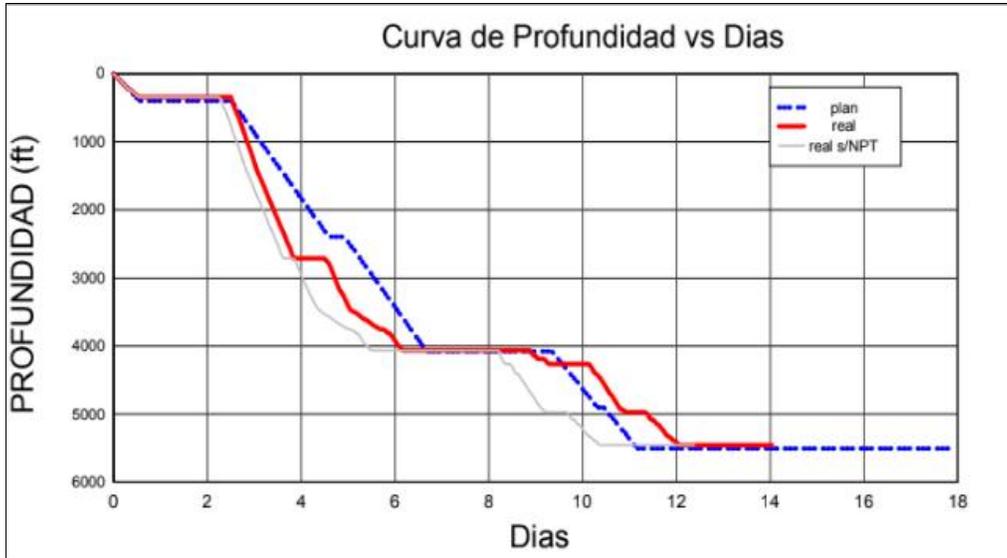
La falla se dio en la herramienta LWD, por lo que fue necesario revisar equipos y sensores en superficie y probar la señal de la herramienta en fondo en repetidas ocasiones con diferentes caudales sin tener éxito. Se procede a sacar el ensamblaje desde fondo (4187 pies MD) hasta 31 pies arriba del zapato de casing de 7" para volver a probar señal sin éxito, en superficie vuelve a revisar equipos y sensores, se cambia la celda de presión por fuga de aceite hidráulico. Vuelve a fondo (4187 pies MD) y continúa perforando hasta 4267 pies MD (completando 201 pies perforados); sin embargo continúan los problemas con la señal de la herramienta LWD, por lo que se hace necesario sacar a superficie desarmar y reprogramar la herramienta. Finalmente se baja el ensamblaje de fondo (No. 5), prueba herramientas (*Shallow Hole Test*) exitosamente y regresa a fondo para continuar la operación según el plan.

Este evento produjo un NPT de 29 horas (1,2 días) por falla en la señal de la herramienta LWD y viaje a superficie para reprogramarla.

Las Figuras 31 y 32 muestran la curva de Profundidad vs. Tiempo y Profundidad vs. Costo final respectivamente, en ellas se evidencia que la curva de desempeño real está por debajo de la planeada debido a la optimización de tiempos por parte del equipo de trabajo en las demás operaciones lo que permitió mitigar el impacto del NPT.

Figura 31.

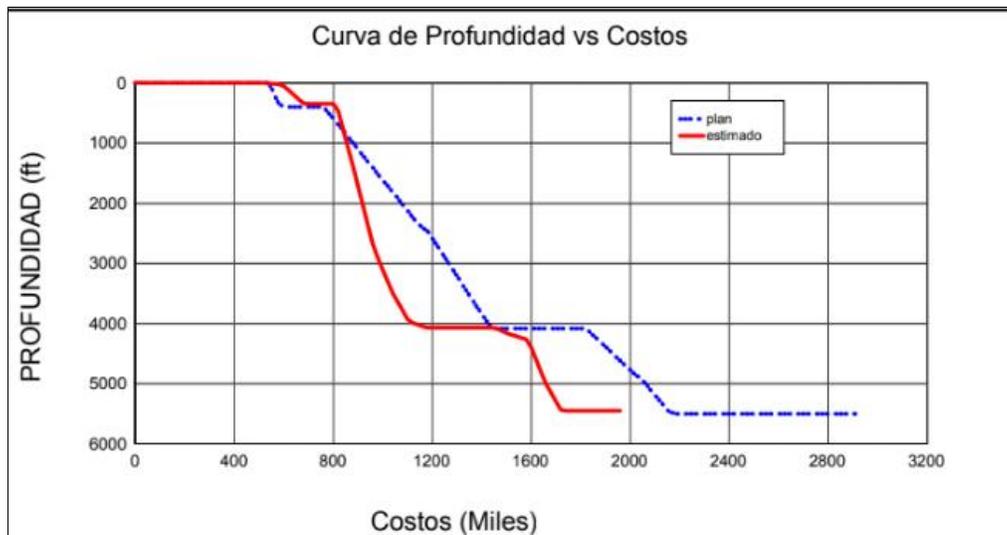
Curva Profundidad vs. Tiempo, pozo 2015A



Nota: Proporcionado por la compañía operadora.

Figura 32.

Curva Profundidad vs. Costo, pozo 2015A



Nota: Proporcionado por la compañía operadora.

b. Pozo 2017E:

Una vez perforada la sección de superficie 12-1/4” y cementado el casing de 9-5/8” se procedió a armar y bajar el ensamblaje de fondo (No. 2) con herramientas direccionales: broca

PDC 8-3/4'', motor de fondo 8-1/4'' (PDM) y herramienta MWD/LWD 8-3/4'' con sus respectivos accesorios. Al momento de probar herramientas en superficie con 400 gpm y 450 psi, no hubo comunicación en la herramienta, por lo que fue necesario proceder a chequear la herramienta y reemplazar el cable y sensor del Stand Pipe, se realizó la respectiva calibración y procedió a realizar nuevamente la prueba de herramientas con 400 gpm y 500 – 600 psi dando resultados satisfactorios. Posterior a esto continuó las operaciones del plan.

Dicho evento produjo un NPT de 1,5 horas por falla en el cable y sensor de la herramienta LWD.

c. Pozo 2018B:

En este pozo se perforó hueco piloto en la sección intermedia de 8-3/4'', inicialmente al terminar de perforar la sección y bajar sonda de bajar registros eléctricos, se encontró restricción, por lo que fue necesario hacer un viaje de acondicionamiento con broca PDC 8-3/4'' para completar la operación de registros, bombear tapones de cemento para desviar y comenzar la perforación direccional. Una vez molido el tapón de cemento y recién comenzando a perforar formación (1670 pies MD) se perdió señal de telemetría con la herramienta MWD/LWD, por lo que fue necesario sacar a superficie todo el ensamblaje, reparar y realizar pruebas eléctricas a la herramienta para volver a bajarla y poder continuar con las operaciones del plan.

Este evento produjo un NPT de 7 horas por falla en los componentes eléctricos de la herramienta.

d. Pozo 2019C:

La falla de la herramienta se presentó durante la perforación de la sección intermedia de 8-3/4'', debido a la mala calidad en el registro de Gamma Ray a los 4029 pies MD de profundidad, a 496 pies del Landing Point, por lo que fue necesario modificar el manifold de

presión en superficie y volver a tomar el registro de la última parada ya que es indispensable aterrizar el pozo de manera correcta para la posterior sección de geonavegación.

Este evento produjo un NPT de 1 hora por falla en la señal de la herramienta LWD.

e. Pozo 2019D:

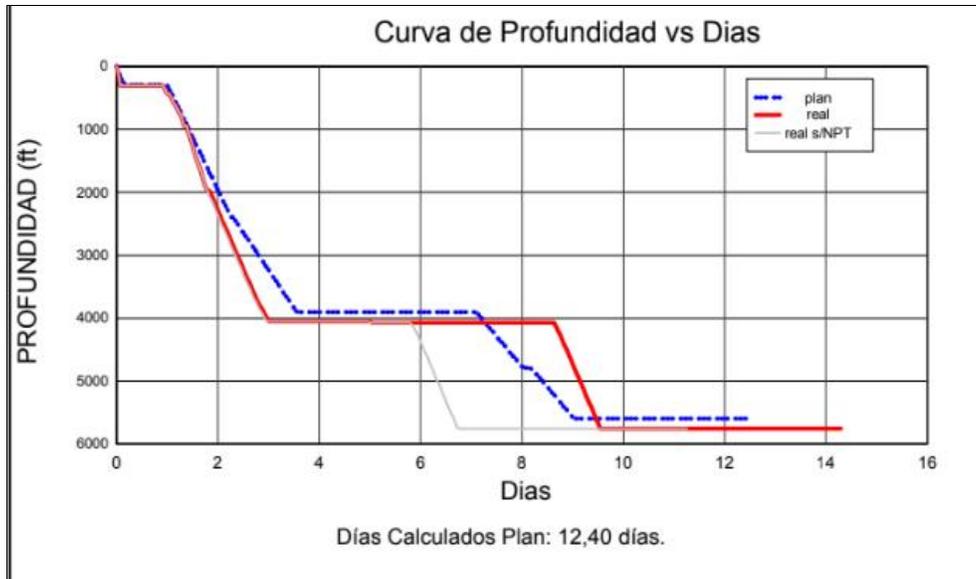
Una vez perforada la sección intermedia de 8-3/4'' y cementado el casing de 7'', procedió a perforar la sección productora de 6-1/8'' en la cual, al alcanzar los 19 pies perforados se perdió la señal de la herramienta LWD, por lo cual fue necesario proceder a sacar el ensamblaje de fondo a superficie y desarmar; posterior a esto se corrieron registros de hueco entubado mientras llegaba a locación el reemplazo para la herramienta LWD, una vez terminada la operación de registros, fue necesario esperar 41 horas para la llegada de la nueva herramienta. Una vez en locación, se cambió lodo de perforación y se reemplazó la herramienta LWD, la cual se probó eléctricamente y con 180 gpm, dando prueba exitosa; se corrió el ensamblaje de nuevo a fondo y continuó la operación según el plan.

Este evento produjo un NPT de 64 horas (2,7 días) en total, 41 horas por tiempo de espera de la herramienta de reemplazo y 23 horas de operaciones de viaje a superficie, reemplazo, pruebas y viaje a fondo nuevamente.

Las Figuras 33 y 34 muestran la curva de Profundidad vs. Tiempo y Profundidad vs. Costo final respectivamente, evidenciando la magnitud y consecuencias de los eventos NPT.

Figura 33.

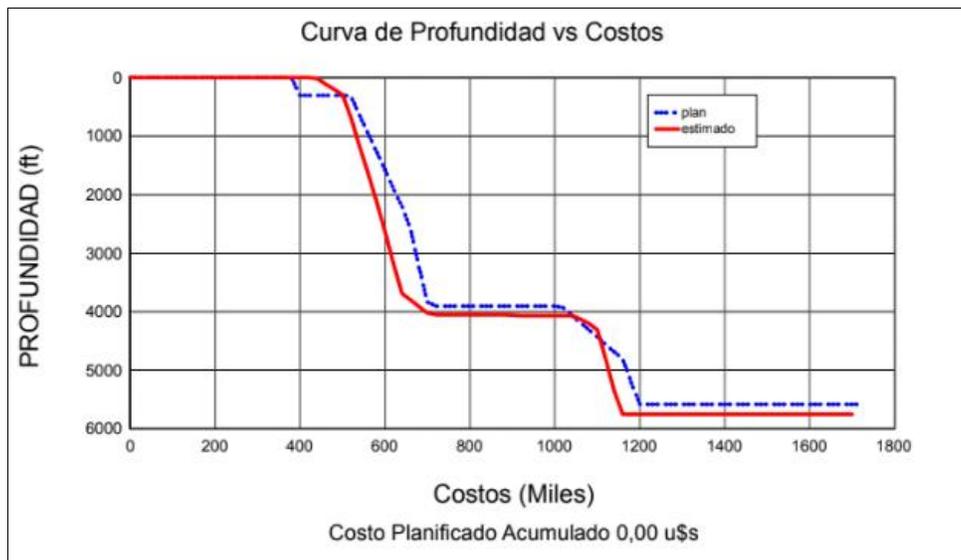
Curva Profundidad vs. Tiempo, pozo 2019D



Nota: Proporcionado por la compañía operadora.

Figura 34.

Curva Profundidad vs. Costos, pozo 2019D



Nota: Proporcionado por la compañía operadora.

f. Pozo 2020A:

Durante la perforación de la sección de producción de 6-1/2'' de este pozo, se presentaron problemas con las mediciones de la herramienta MWD/LWD ya que se observó tendencia a tumbar ángulo, por lo que fue necesario sacar una parada y revisar plan y herramientas. Posteriormente se presentaron inconvenientes de comunicación entre la cabina direccional en sitio y oficina en Bogotá, por lo que fue necesario circular y recíprocar la sarta con rotación mínima esperando el restablecimiento de comunicación, para continuar con las operaciones según el plan.

Los eventos presentados en este pozo implicaron un NPT de 2 horas por falla en el funcionamiento y comunicación de la herramienta MWD/LWD.

La Tabla 12 resume los eventos presentados en los pozos mencionado junto con el NPT asociado.

Tabla 12

Eventos NPT por problemas de falla de herramienta LWD

Pozo	Evento	NPT (hr)	Posibles Causas
2015A	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Falla en la señal LWD. ✓ Chequeó equipos y sensores de superficie. ✓ Sacó herramienta y reprogramó. ✓ Bajó y probó herramienta (SHT), Ok. 	29	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Falta de inspección y mantenimiento de equipos y sensores de superficie. ✓ Falla en la señal de telemetría, falta de inspección y mantenimiento antes del arme.
2017E	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Falla en la prueba de la herramienta, no hubo comunicación. ✓ Sacó herramienta chequeó y reemplazó el cable y sensor del Stand Pipe. ✓ Calibración y prueba de herramienta, Ok. 	1,5	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fallas en cable y sensor del Stand Pipe por falta de inspección y mantenimiento.

2018B	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Perdió señal de telemetría con la herramienta MWD/LWD. ✓ Sacó a superficie para reparar y realizar pruebas eléctricas a la herramienta. ✓ Bajó ensamblaje a fondo. 	7	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Falla en la señal de telemetría, falta de inspección y mantenimiento antes del arme.
2019C	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Mala calidad en el registro de Gamma Ray cerca a profundidad del Landing Point. ✓ Modificó el manifold de presión en superficie y repitió el registro de la última parada. 	1	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Falla en la calidad del registro de la última parada, posible desgaste de la herramienta.
2019D	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Falla en la señal de la herramienta LWD, requiere reemplazo. ✓ Espera excesiva (41 hrs) para llegada de herramienta de reemplazo. ✓ Arme y prueba de la nueva herramienta. 	64	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Herramienta en mal estado, falta de inspección y mantenimiento previo al arme. ✓ Fallas en logística de equipos.
2020A	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Falla en el funcionamiento de la herramienta (tumbando ángulo en sección horizontal). ✓ Falla en comunicación de cabina direccional con HQ en Bogotá. 	2	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Falta de inspección de la herramienta o error en operaciones de geonavegación.

Nota: Elaborado por el autor.

4.2.4 Taponamiento de campana y flowline

Aunque los eventos de taponamiento de campana y flowline representaron 28 horas de NPT, es decir el 3% del total de la muestra, es necesario tenerlos en cuenta dentro del análisis debido a la alta frecuencia de ocurrencia.

Los eventos de taponamiento de campana y flowline se presentaron en 10 pozos con NPTs de 1,6 horas en promedio y un NPT de 14 horas en el pozo 2019A, el cual se describe a continuación:

a. Pozo 2019A:

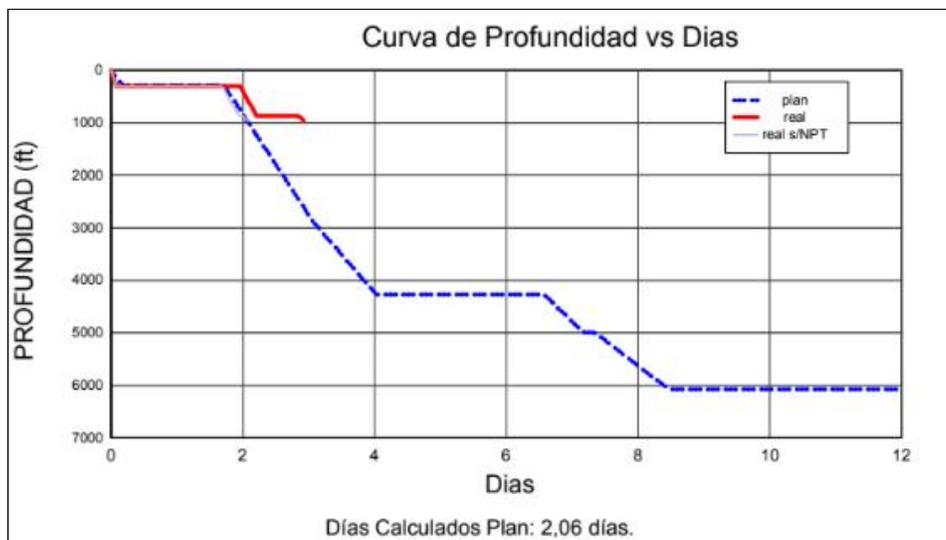
Una vez perforada la sección de superficie de 16'' y cementado el casing de 13-3/8'', procedió a perforar la sección intermedia de 12-1/4'' durante la cual a, profundidad de 874 pies MD, se presentó taponamiento de flowline por arcillas el cual no pudo ser removido mediante circulación y *Jeteo*. Se procedió a desinstalar flowline para remover la arcilla manualmente e instalar nuevamente.

El NPT asociado a este evento fue de 10 horas en total debido a la necesidad de desmontar el flowline y remover manualmente el taponamiento.

La Figura 35 muestra la curva de Profundidad vs. Tiempo hasta el momento del taponamiento del flowline.

Figura 35.

Curva Profundidad vs. Tiempo, pozo 2019A



Nota: Proporcionado por la compañía operadora.

4.3 Mejoras propuestas a los problemas críticos

Las mejoras técnicas para disminuir y mitigar el impacto de los NPTs, tanto en tiempos como en costos, están enfocadas en los problemas más críticos identificados en los pozos que

conforman la muestra; dichos eventos no deseados son problemas con el colgamiento del liner, pega y empaquetamiento de tubería, falla en la señal de la herramienta LWD y taponamiento de campana y flowline por arcillas plásticas. Así mismo las propuestas corresponden a la geología del campo y las necesidades operacionales y financieras de la compañía operadora.

4.3.1 Propuesta para problemas con el colgamiento del liner

La propuesta para este problema se basa en las siguientes mejoras operacionales durante la corrida del liner:

) La implementación del proceso de Manejo del Cambio para la evaluación las desviaciones de condiciones estándares que permite minimizar y/o controlar los factores causales que desencadenan incidentes operativos.

) Revisión de lecciones aprendidas de operaciones de sentamiento de liner.

) Realizar estas operaciones con el personal capacitado y entrenado para no presentar problemas operacionales como se evidenciaron en los pozos de este estudio.

) Las condiciones operativas del hueco deben ser óptimas antes de correr cualquier aplicación de completamiento.

) Implementar inspecciones a los equipos y herramientas por parte del personal de la operadora antes de utilizarlos en las operaciones de completamiento del pozo.

4.3.2 Reformulación del fluido de perforación

Los problemas de taponamiento de la campana y flowline son tan frecuentes en el campo que ya son tomados en cuenta durante la planeación y pre-spud de las operaciones de perforación, pero la reformulación de las características fisicoquímicas del fluido de perforación puede presentar mejoras en el desempeño durante las dos primeras secciones de los pozos ya que puede reducir a cero los NPT causados por este tipo de eventos.

Por otra parte, los eventos de pega y empaquetamiento de la tubería o ensamblaje de fondo representan problemas mucho más críticos para la operación, llegando al punto de dejar pescados y realizar sidetracks, la reformulación de fluido de perforación puede presentar importantes mejoras evitando sustancialmente la aparición de estos eventos.

Escenario actual:

En la perforación de las secciones de superficie e intermedia se encuentran las formaciones Guayabo y León, según la descripción realizada en el presente estudio acerca de la geología del campo, la formación Guayabo está compuesta principalmente por gravas, arenas y conglomerados con intercalaciones de arcillolitas y lodolitas. La formación León presenta un alto contenido de lutitas homogéneas con intercalaciones de limolitas y areniscas de grano fino.

Debido a estas litologías encontradas es primordial mantener adecuadas propiedades reológicas del lodo para cumplir con los parámetros de perforación requeridos (ROP, caudal y tamaño de recortes), de manera que se logre la eficiente remoción de recortes y evitar la sobrecarga del espacio anular.

El fluido de perforación actualmente empleado por la compañía operadora es un lodo bentonítico para la sección de superficie (formaciones Guayabo y León, 1100 pies aproximadamente) y la primera parte de la sección intermedia (Formación León hasta el tope de C1, hasta 1700 pies aproximadamente). Las propiedades del fluido están descritas en la Tabla 13. Los problemas potenciales y requerimientos durante la perforación de dichas formaciones se presentan en la Tabla 14.

Tabla 13*Propiedades lodo bentonítico*

Propiedades	Unidades	Sección Superficie	Sección Intermedia
		(fm. Guayabo/fm. León)	(fm. León)
Densidad del lodo	ppg	8.5 – 8.8	8.6 – 9.2
Viscosidad Funnel	Sec/qt	30 – 40	30 – 40
Viscosidad Plástica	cP	ALAP	ALAP
Punto de Cedencia	Lb/100 ft2	10 – 18	12 – 18
Geles	Lb/100 ft2	5-10 / 15-20	5-10 / 15-20
MBT	ppb	<25	<25
pH		8.0 – 9.0	8.0 – 8.5
Filtrado API	mL		N.C.

Nota: Información proporcionada por la compañía operadora.

Tabla 14*Problemas y requerimientos formaciones Guayabo y León*

Problemas potenciales	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pérdida de circulación. ✓ Limpieza del hueco. ✓ Embotamiento. ✓ Taponamiento de Flow Line.
Requerimientos	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Bombero de píldoras LCM para pérdidas de circulación. ✓ Adecuado control de sólidos. ✓ Monitoreo constante de recortes en zarandas. ✓ Monitoreo constante de hidráulica de perforación. ✓ Bombeo de píldoras abrasivas y de limpieza.

Nota: Información proporcionada por la compañía operadora.

Propuesta de mejora:

Debido a los constantes eventos de taponamiento del Flow Line y de empaquetamiento de la sarta, es evidente la necesidad de hacer una reformulación del lodo de perforación, por uno

cuyas propiedades y reología permitan un mejor levantamiento de cortes, limpieza del anular e inhibición de arcillas para una mayor estabilidad del hueco.

Por lo tanto, es necesario implementar un lodo de perforación con características especiales de inhibición, debido a la presencia masiva de arcillas reactivas en las formaciones Guayabo y León; que evite taponamientos y sobrepresiones en el anular y flow line por alto contenido de cortes al manejar altas ROP, todo a un costo razonable.

Observando las características de la litología es pertinente utilizar un sistema con Nitrato de Calcio como agente inhibidor que garantice el control de las arcillas, evitando el embotamiento de la broca y sarta de perforación, así como el taponamiento del flow line. Este tipo de fluido ha sido probado de manera exitosa en la perforación de las formaciones Guayabo y León en campos aledaños al campo objeto de estudio por lo que presenta viabilidad técnica de implementación. La Tabla 15 presenta las propiedades promedio del fluido propuesto; estas deben ajustarse a los requerimientos específicos de la geología del campo y de la compañía operadora.

Tabla 15

Propiedades del lodo propuesto (con nitrato de calcio)

Propiedades	Unidades	Sección Superficie (fm. Guayabo/fm. León)
Densidad del lodo	Ppg	8.7 – 9.1
Viscosidad Funnel	Sec/qt	30 – 37
Viscosidad Plástica	cP	6 – 11
Punto de Cedencia	Lb/100 ft ²	10 – 15
Geles	Lb/100 ft ²	4-8 / 6-10 / 8-12
MBT	Ppb	<15
pH		<9.0

Filtrado API	mL	NC
Sólidos totales	% vol	8
Calcio		<120

Nota: propiedades promedio. Elaborado por el autor.

Como agente viscosificante se sugiere el uso de Goma Xantica la cual ha demostrado que genera la reología necesaria para una correcta limpieza y estabilidad del hueco y mantener el sistema con una concentración por encima de 1000 ppm de Ca⁺⁺ en el filtrado con adición de NCa.

Como recomendaciones adicionales, se sugiere mantener píldoras con material de control de pérdidas (LCM). Repasar y circular cada parada dos veces con el fin de sacar los recortes del fondo del hueco y evitar que estos sólidos sean causa de empaquetamientos y sobre-presiones que puedan perturbar el normal desempeño de la operación. Mantener jetting continuo de las líneas de flujo para evitar taponamientos.

4.3.3 Cambio de tecnología de transmisión de datos de la herramienta LWD

Escenario actual:

Actualmente las herramientas MWD y LWD almacenan la información obtenida en una memoria de estado sólido incorporada en la herramienta, dicha información es posteriormente codificada y enviada mediante señales como pulsos de presión que viajan a través del lodo de perforación hasta ser recibidas por los equipos en superficie, los cuales decodifican la información y la presentan como registros y data a los ingenieros; estos pulsos de presión pueden ser ondas senoidales positivas, negativas o continuas, dependiendo de la configuración del sistema de telemetría con que cuenta la herramienta, y viajan a través del lodo dentro de la sarta y tubería de perforación hasta alcanzar los sensores de superficie ubicados en el Stand Pipe que los convierten en señales eléctricas para ser transferidas a los equipos de lectura en superficie.

Las herramientas MWD miden propiedades físicas del entorno del hueco relacionadas con la perforación como presión, temperatura, peso sobre la broca (*WOB*), torque y trayectoria del pozo (inclinación y azimut) entre otras; las herramientas LWD, por su parte, transmiten información más detallada, propia de la roca, que principalmente incluye data de resistividad, porosidad, velocidad sónica y rayos gama; de manera que las herramientas LWD necesitan una memoria en estado sólido de mayor capacidad para transmitir dichos registros con mayor resolución, sin embargo el sistema de telemetría funciona bajo el mismo principio y eso la hace susceptible a fallas en su señal de transmisión o a una mala resolución de la data obtenida en superficie.

Existen diferentes tipos de sistemas de telemetría utilizados en la industria: telemetría eléctrica, acústica, de pulsos electromagnéticos y de pulsos en el lodo; siendo esta última, la más utilizada en la industria debido a su practicidad, rango de aplicación (profundidad) y relación costo/beneficio. Así mismo, la telemetría de pulsos en el lodo es la empleada en los pozos objeto del presente estudio.

Propuesta de mejora:

Debido a la alta densidad de información recopilada por las herramientas LWD es necesario un medio de transmisión estable y robusto que permita la transferencia de la mayor cantidad de data posible con el fin de evitar fallas de señal y obtener en superficie los registros en tiempo real con buena resolución, sin embargo, es común en los taladros de perforación que las bombas de lodo del equipo presenten fallas o “ruido” (bombeo inestable, altas vibraciones) y esto afecta directamente la transmisión de los datos mediante telemetría por pulsos en el lodo. Debido a esto, es pertinente buscar opciones de sistemas de telemetría que no se vean afectados

por factores como el equipo del taladro en superficie, hidráulica de perforación y las características del lodo de perforación, de manera que sea posible reducir las fallas.

El sistema de telemetría por pulsos electromagnéticos se presenta como la alternativa más viable para implementar debido a sus características y a que los requerimientos de la herramienta se adaptan a las condiciones del campo.

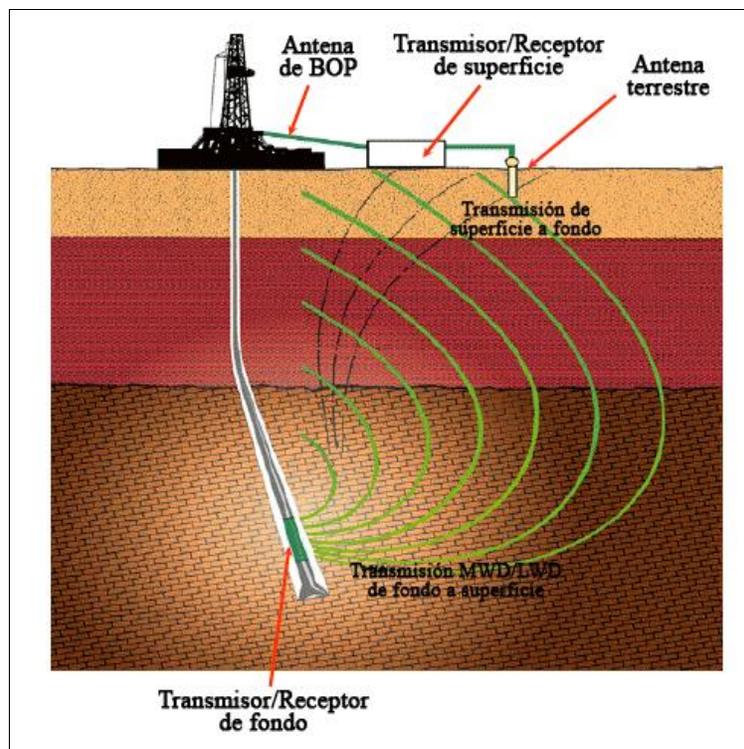
El principio básico de esta tecnología se basa en la transmisión de la información mediante ondas electromagnéticas de baja frecuencia, dichas ondas o pulsos se producen por la inyección de corriente que realiza la herramienta hacia la tubería de perforación y hacia la formación geológica, dichos pulsos de corriente generan campos electromagnéticos que se transportan a través de la sarta de perforación principalmente y del subsuelo o formaciones geológicas de baja resistividad. La información es recibida en superficie empleando una antena ubicada en la BOP que recibe los pulsos (diferencial de voltaje) transportados por la tubería de perforación y por otra antena de cobre remota enterrada la cual recibe los pulsos provenientes del subsuelo, de manera que la información en superficie se detecta como un diferencial de voltaje muy bajo entre ambas antenas. Así mismo, la herramienta de fondo también funciona como antena capaz de transmitir y recibir información desde y hacia superficie. El conjunto de Herramienta MWD/LWD –Antena BOP– Antena terrestre conforman un polo; por otra parte, el conjunto BHA – Formación – Antena terrestre confirman otro polo de manera que todo el sistema forma una antena dipolo entre la cual fluye la corriente de fondo a superficie y viceversa. La Figura 36 muestra un esquema general de la antena dipolo para la transmisión de los pulsos electromagnéticos.

La función de la herramienta MWD/LWD en fondo es transmitir la información obtenida hacia la antena de fondo, la cual permite crear una polaridad negativa y positiva en la sarta, de

manera que la señal se transmite tanto por la tubería como por la formación (50% - 50%). Debido a que es un sistema de dos vías, la transmisión se puede generar de forma ascendente, en la cual la onda es generada en fondo y se capta la diferencia de voltaje entre la antena del BOP y la antena terrestre; y de forma descendente, la onda es generada por el transmisor de superficie entre la antena del BOP y la antena terrestre y en fondo se capta la diferencia de voltaje, para ello, la antena de fondo está conectada al tope de la herramienta electromagnética (electrodo superior) y a la base de la herramienta (electrodo inferior).

Figura 36.

Esquema de transmisión de pulsos electromagnéticos



Nota: Adaptado de Weatherford Ltd, MWD III: EM Pulse, Operations Manual. 2010.

El principio físico para la transmisión de datos es totalmente diferente para estas dos tecnologías, por un lado, la telemetría por pulsos de lodos basa su funcionamiento en la generación de diferencia de presión en el fluido del lodo de perforación y por ende el sistema

requiere el uso de herramientas con partes móviles; por otra parte, el sistema de pulsos electromagnéticos no depende de medios mecánicos ni partes móviles para la generación de las ondas electromagnéticas. Con el fin de ilustrar de manera más clara las características operativas de cada sistema la Tabla 16 presenta un análisis comparativo y permite mostrar ventajas de la telemetría por pulsos electromagnéticos.

Si bien, la telemetría de pulsos electromagnéticos presenta algunas limitantes relacionadas con la profundidad vertical (TVD) y la resistividad de las formaciones geológicas en el subsuelo, los proveedores del servicio manifiestan que para profundidades verticales entre 3000 y 4000 pies la herramienta trabaja sin inconvenientes de calidad de la señal; por otra parte, la resistividad de las formaciones presentes en el subsuelo del campo en estudio tampoco representan una limitante para el uso de la tecnología, por lo cual la hace viable técnicamente para ser implementada en los siguientes pozos a ser perforados en el campo de referencia.

Tabla 16

Comparativa de telemetría EM y de pulsos en el lodo

Ítem	Telemetría Pulsos Electromagnéticos	Telemetría Pulsos en Lodo
Mantenimiento y montaje de la herramienta	<ul style="list-style-type: none"> ✓ No usa partes móviles, menos probabilidad de falla. ✓ Usa batería de litio para funcionamiento, requiere revisión y cambio. ✓ Menor tiempo de arme al no tener partes móviles. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Usa partes móviles, más probabilidad de falla. ✓ Usa turbina y batería (backup) como fuente de poder. ✓ Requiere más tiempo de arme de las partes móviles.
Velocidad de transmisión de datos	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Promedio de transmisión de datos a 9 bits/seg. ✓ Promedio de toma un (1) survey: 50 segundos. ✓ La sarta puede estar en movimiento o realizando conexiones. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Promedio de transmisión de datos a 1.5 bits/seg. ✓ Promedio de toma un (1) survey: 5 minutos. ✓ Requiere detener la operación hasta recibir la información en superficie.
Transferencia de datos bidireccional	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Es posible. No requiere equipos adicionales. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Requiere de equipos en superficie para la transmisión de pulsos y sensor de presión en fondo.

Calidad de la señal	<ul style="list-style-type: none"> ✓ La calidad de la señal es afectada por la profundidad (TVD). 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ La calidad de la señal NO es afectada por la profundidad (TVD).
Bombas de lodo	<ul style="list-style-type: none"> ✓ No se ve afectada por fallas en bombas. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fallas en bombas de lodo impiden la recepción de información.
Daños en tubería de perforación	<ul style="list-style-type: none"> ✓ No es afectada por daños en tubería. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Daños en tubería producen caídas de presión que interfieren con la correcta transmisión de datos.
Fluido de perforación	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Funciona con fluidos de perforación bajo balance y sobre balance. ✓ La transmisión no es afectada por aditivos en el lodo. ✓ Independiente del galonaje, densidad y viscosidad. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ No funciona para fluidos de perforación bajo balance. ✓ La transmisión se ve afectada por aditivos en el lodo como LCM o material abrasivo. ✓ Galonaje, densidad y viscosidad deben tenerse en cuenta para la selección del sistema de transmisión.

Nota: Información tomada de Halliburton - Sperry Drilling Services, 2007 y Weatherford - MWD III: EM Pulse, Operations Manual, 2010. Elaborado por el autor.

5. Análisis Técnico-Financiero

El análisis técnico-financiero es realizado tomando como base las operaciones de perforación de las campañas 2015 a 2020 y bajo el supuesto de haber implementado las prácticas, procedimientos y recomendaciones técnicas sugeridas en el presente proyecto, con el fin de evidenciar el beneficio en costos que dichas sugerencias implicarán para futuras campañas al evitar la ocurrencia de Tiempos No Productivos (NPT) en operaciones repetitivas y ya conocidas en los pozos del campo de la cuenca de los Llanos Orientales.

Las propuestas son hechas a partir de las lecciones aprendidas en problemas operacionales presentados en anteriores campañas, mejoras en los procedimientos y la inclusión de buenas prácticas operativas. Estas se enfocan en rediseño de programa de fluidos de perforación, limpieza de pozo (Hidráulica), uso de nuevas tecnologías y aseguramiento QA/QC de equipos y herramientas; con el propósito de reducir o evitar los NPT y de esta manera mejorar el desempeño técnico y financiero de las operaciones del campo.

Se plantea un escenario por cada tipo de problema identificado en un pozo futuro, mostrando finalmente la reducción costos y el mejoramiento del desempeño financiero si no se presentaran esos NPT.

Para esta evaluación financiera se tuvo en cuenta: el valor constante el dólar americano como unidad monetaria, una tasa de interés de oportunidad de 5,85% efectivo anual, el enfoque técnico y financiero desde la compañía operadora, un horizonte de tiempo de tres meses con periodos mensuales y el indicador financiero que se va a utilizar es el Valor Presente Neto (VPN).

5.1 Análisis de costos

En la Tabla 17, se presentan los pozos escogidos para la campaña de perforación proyectada para la cual se aplicarán las sugerencias técnicas del presente proyecto y se mitigará el efecto del NPT. Esta campaña tendrá duración de tres meses, siendo cada pozo perforado en un mes incluida la movilización del taladro.

Tabla 17

Campaña de perforación

Periodo (Mensual)	Pozo
1	2021A
2	2021B
3	2021C

Nota: Elaborado por el autor.

Cada uno de estos pozos será evaluado como si se evitará uno de los problemas operacionales identificados (Pega de tubería, problemas en la corrida del Liner y problemas MWD/LWD), comparándolo con el pozo que haya tenido la mayor cantidad de tiempo no productivo (NPT) para cada uno de los casos. Estos pozos serían como se muestra en la Tabla 18.

Tabla 18

Pozos comparativos de la campaña 2015-2020

Tipo de problema	Pozo	NPT (Hr)
Corrida de Liner	2019A	356,5
Pega de tubería	2020C	217,5
Falla señal MWD	2019D	64

Nota: Información proporcionada por la compañía operadora.

La Tabla 19 presenta los costos de los servicios de perforación de los pozos objeto de estudio. Los costos intangibles hacen referencia a los servicios de perforación como ingeniería y permisos (documentos producto de ingenierías conceptual y de detalle). Los costos de equipos y

herramientas hacen referencia a los servicios de las terceras compañías (Lodos, direccional, cementación, registros, control de sólidos, etc). Los costos tangibles están asociados los elementos que van a quedar definitivos haciendo parte del estado mecánico del pozo (Casing, cabezal de pozo y sistema de levantamiento). Los pozos de la próxima campaña van a tener profundidades similares a los pozos perforados en las anteriores campañas.

Tabla 19

Costos de pozos comparativos de la campaña 2015-2020

Tipo de costo	2019A	2020C	2019D
Tangibles	U\$ 1.594.003,43	U\$ 3.005.500,98	U\$ 905.500,98
Equipos de apoyo y Herramientas	U\$ 1.295.413,23	U\$ 1.389.319,67	U\$ 481.320,23
Intangibles	U\$ 789.876,46	U\$ 789.876,46	U\$ 789.876,46
COSTO TOTAL	U\$ 3.679.293,12	U\$ 5.184.697,11	U\$ 2.176.697,67

Nota: Información proporcionada por la compañía operadora.

Teniendo en cuenta que los pozos tienen una profundidad similar, se calcula el costo promedio por pozo para este análisis al que llamaremos Escenario 1, que se presenta en la Tabla 20.

Tabla 20

Costo promedio pozos comparativos campaña 2015-2020

Pozo	Costo
2019A	U\$ 3.679.293,12
2020C	U\$ 5.184.697,11
2019D	U\$ 2.176.697,67
Promedio	U\$ 3.680.229,30

Nota: Información proporcionada por la compañía operadora.

La perforación de los futuros pozos se toma como Escenario 2. En este escenario se presentan los costos planeados de las anteriores campañas que era de U\$ 1.500.000 por pozo con un reajuste al presupuesto del 4,0% por ajustes de inflación según datos del Banco de la

Republica (La inflación del 2019 fue del 3,8% y según proyecciones para el 2020 será del 1,8%).

Esto daría que los pozos futuros tendrían un costo promedio de U\$ 1.560.000 (Ver Tabla 21).

Tabla 21

Costos de pozos futuros para campaña de 3 pozos

Periodo (Mensual)	Costo por pozo	No. Pozos perforados	Costo total
3	U\$ 1.560.000	3	U\$ 4.680.000

Nota: Elaborado por el autor.

5.2 Evaluación Financiera

La evaluación financiera se hace con el fin de determinar si el proyecto es viable o no, desde el punto de vista financiero. Esta se realizó mediante la metodología del valor presente neto (VPN), que según *G. Baca* (Ingeniería Económica, p. 197), es un indicador que pone la unidad monetaria utilizada en valor presente, teniendo en cuenta tanto los ingresos como los egresos futuros, lo que facilita la decisión de realizar o no cierto proyecto, desde el punto de vista financiero.

El valor presente neto es la sumatoria de los flujos de caja puestos en el día de hoy, que se representa en la Ecuación 1.

Ecuación 1. Valor presente neto para sumas uniformes.

$$VPN(i) = R \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$$

Donde:
R = Pago periodico de igual valor
i = Tasa interés de oportunidad
n = tiempo

Nota. Tomado de: Infante, Arturo. Evaluación financiera de proyectos de inversión: El concepto de interés. Bogotá D.C. 1988. (p. 42).

Al utilizar la metodología del indicador financiero valor presente neto (VPN), el resultado se interpreta, a dólares de hoy cuánto vale el proyecto.

La evaluación será en periodos mensuales, por lo tanto, la tasa de interés de oportunidad que es del 5,85% efectiva anual, la cual tienen establecida los inversionistas de la empresa que opera el Campo, debe calcularse a efectiva mensual como se presenta en la Ecuación 2.

Ecuación 2. Equivalencia de tasas.

$$(1 + i_1)^{m1} = (1 + i_2)^{m2}$$

Donde

$i_1 =$ Tasa conocida

$i_{12} =$ Tasa a calcular

$m1 =$ Periodos tasa conocida

$m2 =$ Periodos tasa a calcular

Nota. Tomado de: Baca, Guillermo. Ingeniería Económica: Equivalencia de tasas. 8° Edición. Bogotá D.C. (p. 24).

Reemplazando la tasa de 5,85% y los periodos para cada tasa en la formula anterior se obtiene la tasa de interés mensual, como se muestra en la Ecuación 3.

Ecuación 3. Interés efectivo anual a interés efectivo mensual.

$$(1 + i_1)^{m1} = (1 + i_2)^{m2}$$

$$(1 + 0,0585)^1 = (1 + i_2)^{12}$$

$$i_2 = 0,0047$$

$$i_2 = 0,47\% \text{ Efectiva Mensual}$$

Nota. Tomado de: Baca, Guillermo. Ingeniería Económica: Interés compuesto. 8° Edición. Bogotá D.C. (p. 24).

Se obtiene una tasa de 0,47% efectiva mensual para realizar la evaluación financiera del proyecto.

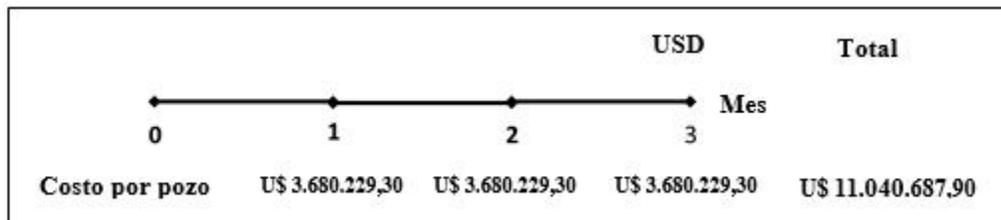
5.2.1 Flujos de Efectivo

Según Baca (Ingeniería Económica, p. 32), un flujo de efectivo es una representación gráfica de los ingresos y egresos en periodos determinados, durante un horizonte de tiempo de evaluación. A continuación, se presentan los flujos de efectivo para la evaluación financiera del **escenario 1** y **escenario 2**, con un horizonte de tiempo de tres meses (tres periodos mensuales), para posteriormente analizarlos mediante la metodología del indicador valor presente neto y de esta manera determinar la viabilidad financiera del proyecto.

Escenario 1: La Figura 37 presenta el flujo de efectivo para la evaluación este escenario. Allí se observan los egresos para cada uno de los periodos.

Figura 37.

Flujo de efectivo para el Escenario 1



Nota: Elaborado por el autor.

Ahora se reemplazan los flujos de efectivo para cada periodo en formula del valor presente neto (VPN), utilizando la tasa de interés de oportunidad de 0,47% efectiva mensual, como se presenta en la Ecuación 4.

Ecuación 4. Valor presente neto para el Escenario 1.

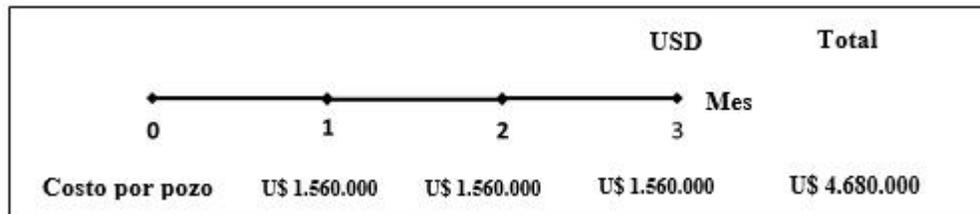
$$VPN(0,0047) = -3.680.229,3 \frac{(1 + 0,0047)^3 - 1}{0,0047(1 + 0,0047)^3}$$

$$VPN(0,0047) = -US\$ 10.937.712,70$$

Escenario 2: Ahora se presenta el flujo de efectivo, con los egresos para cada uno de los periodos a evaluar, en la Figura 38.

Figura 38.

Flujo de efectivo – Escenario 2



Nota: Elaborado por el autor.

Se reemplazan los flujos de efectivo de cada periodo en la fórmula de VPN, teniendo en cuenta la tasa interna de oportunidad de 0,47% efectiva mensual.

Ecuación 5. Valor presente neto para el Escenario 2.

$$VPN(0,0047) = -1.560.000 \frac{(1 + 0,0047)^3 - 1}{0,0047(1 + 0,0047)^3}$$

$$VPN(0,0047) = - \text{U\$ } 4.636.350,19$$

Desde el punto de vista financiero la mejor opción para la compañía operadora es implementar mejoras en los programas operativos y buenas prácticas propuestas en el presente proyecto, pues ayudará a las futuras campañas de perforación en la no reiteración en Tiempos No Productivos (NPT) del campo de La Cuenca de los Llanos Orientales. Se puede apreciar un ahorro en los costos operativos de ejecución de una campaña de 3 pozos en dólares a los precios actuales del 135% frente a como se vienen ejecutando los programas de perforación.

6. Conclusiones

Los (22) pozos seleccionados para estudio se eligieron en su totalidad de tipo horizontal, pues fueron los que generaron mayor impacto en los Tiempos No Productivos (NPT) y sobrecostos en las operaciones del Campo. Además, el desarrollo del campo apunta a perforar pozos con esta geometría.

La recolección de datos se hizo a partir de los reportes diarios extraídos de la base de datos “OpenWells” utilizado por la empresa Operadora para la administración de información. Este facilitó la adquisición de datos para el posterior análisis de este proyecto.

Los tiempos en la perforación de pozos se clasifican en Planeados (Planned), No Planeados (Unplanned y Tiempo No Productivos (NPT). Para el análisis de este proyecto los tiempos No planeados y No Productivos se agruparon en una sola codificación, pues se intentó abarcar toda actividad que se salga del plan original y genere un sobre costo a la operación; y se hizo bajo el criterio que un tiempo No Planeado normalmente termina en No Productivo.

Una herramienta que facilita el seguimiento, eficiencia de las operaciones e identificación de tiempos No Planeados/No productivos son las curvas de avance Tiempo vs Profundidad y Tiempo vs Costos diarios.

Durante la perforación de pozos en las campañas del periodo comprendido entre el 20015-2020, se identificaron (7) problemas operacionales en el normal desarrollo de las operaciones del Campo de estudio, en las siguientes actividades o servicios: Pruebas de BOP, fluidos de perforación, perforación direccional, brocas, corrida de tubulares, cementación y registros eléctricos.

De los problemas operacionales identificados, tres tuvieron mayor relevancia y se destacaron por su impacto en los Tiempos No Productivos (NPT) y aumento en los costos de ejecución, como son: Corrida de tubulares (Liner Ranurado), fluidos de perforación/Limpieza de hueco (Pegas de tubería) y perforación direccional (fallas en las herramientas MWD/LWD).

De los anteriores eventos el que mayor impacto tuvo en los NPT fue la corrida de tubulares con un 54% del total de Tiempos No Productivos, seguido de la pega de tubería con el 24% y las fallas en las herramientas direccionales con el 11%.

Se identificó que los mayores NPT se presentaron en la sección de hueco intermedio (8-1/2'' o 8-3/4''), con un 78% de los NPT totales, principalmente por problemas de limpieza de hueco que generaron pegas mecánicas de tubería. En segundo lugar, se encontró la sección de hueco productora (6-1/8'') con un porcentaje del 19% del total de la muestra y mayor medida por la corrida de tubulares (Liner Ranurado) y con la señal de la herramienta direccional (MWD/LWD).

Los causales de los problemas más representativos se clasificaron en: Por problemas en la geología (29%), fallas del taladro (6%), y fallas de equipos y herramientas de terceras compañías (65%).

Los pozos con problemas en la corrida de tubulares (Liner Ranurado) fueron: 2019A, 2019E y 2019F; con un total de 500 hrs pérdidas.

Los pozos con problemas de pega de tubería (Mecánica) fueron: 2018B y 2020C; con un total de 227,5 hrs pérdidas.

Los pozos con problemas en la herramienta direccional MWD/LWD fueron: 2015A, 2017E, 2018B, 2019C, 2019D, 2020A; con un total de 104,5 hrs pérdidas.

Las propuestas para evitar los NPT fueron hechas a partir de las lecciones aprendidas en problemas operacionales presentados en anteriores campañas, mejoras en los procedimientos y la inclusión de buenas prácticas operativas. Estas se enfocaron en rediseño de programa de fluidos de perforación, limpieza de pozo (Hidráulica), uso de nuevas tecnologías y aseguramiento QA/QC de equipos y herramientas.

El análisis de costos se hizo tomando como punto de partida o referencia tres (3) pozos que tuvieron la mayor cantidad de NPT por cada uno de los (3) problemas que más se destacaban (Pega de tubería, problemas en la corrida de tubulares y fallas en la herramienta MWD/LWD). Posterior a ello se planteó un escenario futuro en el que los mismos pozos serán perforados y que por la implementación de las propuestas del presente proyecto, no se incurrirá en esos NPT.

Para la evaluación financiera del proyecto se tomó como indicador financiero el Valor presente neto (VPN), como unidad monetaria de valor constante el dólar americano y una tasa de interés de oportunidad de 5,85% efectivo anual, definida por los inversionistas dueños de la empresa dueña del Campo. Esta última llevada a interés efectivo mensual dio del 0,47%.

Para el escenario futuro en que se plantea la disminución de esos NPT el costo planeado será de U\$ 1.560.000 incluyendo el reajuste del 4% basados en el valor de inflación del 2019. Después de su ejecución se espera una disminución de U\$ 2.120.229,3 por pozo.

7. Recomendaciones

Después de implementar estas medidas y buenas prácticas operativas, que logren llevar la curva de avance Tiempo vs Profundidad real ajustada a la planeada; proponer opciones de mejor que optimicen operaciones y lograr llevar la curva por debajo de la planeada. Esto generará recursos adicionales para la inversión en el Campo o la perforación de más pozos en el área.

Analizar los problemas de medio impacto en los NPT, proponer mejoras operativas con el fin de disminuir en mayor medida los sobrecostos generados.

Apoyarse en empresas Operadoras del área para realizar una retroalimentación de los problemas, soluciones y lecciones aprendidas; tanto para ellas de nuestras experiencias como nosotros conocer su curva de aprendizaje.

Hacer este mismo análisis a los pozos verticales o de baja inclinación que ha perforado la empresa en el área.

Referencias Bibliográficas

Agencia Nacional de Hidrocarburos. Ronda Colombia 2010: Cuenta de Los Llanos Orientales. Bogotá D.C. 2010.

Allen, F. Tooms, P. Conram, G. & Lesso, B. Extendend-Reach Drilling: Breaking the 10-km Barrier. Oilfield Review, Schlumberger®. Winter 1997.

Baca, G. Ingeniería Económica: Valor presente Neto. 8° Edición. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano. 2005.

Banco de la Republica. Precios e Inflación. Disponible en línea: <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/precios-e-inflacion>

Fraija, J. Ohmer, H. Pulick, T. Jardon, M. Kaja, M. Paez, R. & Sotomayor, G. Nuevos Aspectos de la Construcción de Pozos Multilaterales. Oilfield Review, Schlumberger®. Invierno 2002/2003.

Halliburton, Landmark. Decision Space, Drilling & Completions: OpenWells® Software. 2014.

Intenational Association of Drilling Contractors – IADC. IADC Drilling Manual©. 2014.

Lozano, E. & Zamora, N. Anexo I, Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales. Servicio Geológico Colombiano. Bogotá D.C. 2014.

Mantle, K. Definición de la Perforación Direccional: El Arte de Controlar la Trayectoria de los Pozos. Oilfield Review, volumen 25, Ed. No. 4. Schlumberger®. Invierno 2013/2014.

Middle East & Asia Reservoir Review. New Frontiers in Directional Drilling. 2005.

Moazzeni, A. Nabei, M & Azari, A. Reduced Consumed Energy while Drilling an Oil Well through a Deep Rig Time Analysis. Advances in Petroleum Exploration and Development. Canada. Vol. 1, No. 1, 2011.

Polimeni et al. Contabilidad de costos: Glosario. Tercera edición. Bogotá: McGraw Hill, 1997.

Robert D. Grace. Blowout and Well Control Handbook. Second Edition, Elsevier Inc. 2017.

Torres Villacís, R. Estudio del Sistema de Telemetría Electromagnético Para Transmisión de Datos de Fondo a Superficie Mientras se Perfora. Ecuador - Quito. 2008.

Velasco Gil, C. Descripción Funcional de Herramientas MWD (Measure While Drilling) EM y Pulso Positivo. Colombia - Bucaramanga, Santander. 2013.