

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Estimación de tiempos no productivos en la perforación de pozos direccionales. Caso de estudio Campo Tiputini

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Petróleos

Presentado por:

Ángel Miguel Boza Carriel.

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2024

DEDICATORIA

A mi mamá, que me está cuidando desde el cielo y espero que pueda ver el gran hombre que ha logrado convertirse su niño gracias a todo lo que me enseñó.

A mis tías Mirella, Rita, Juana y Azucena, que gracias continuamos saliendo adelante, siempre estaré agradecido por todo lo que hacen por mi hermano y por mí.

A mis amigos por siempre confiar en mí en todo momento y brindarme su apoyo moral incontables veces.

A Rexito, mi primer mejor amigo, el que me vio crecer pero que también me cuida desde el cielo, gracias por todas esas largas noches que estuviste conmigo esperándome a que termine las tareas, llevo tu huellita por siempre.

A Ditto, gracias por seguir con nosotros por tanto tiempo, te seguiré cuidando hasta donde pueda.

Y por último, a mi hermano, por apoyarme siempre.

AGRADECIMIENTOS

Mi más sincero agradecimiento a todos los profesores que formaron parte de mi formación académica, cada uno de ustedes ha aportado gran parte a mi desarrollo personal y profesional.

A mi tutor de tesis, el Ingeniero Xavier Vargas, por su constante apoyo durante el desarrollo de este proyecto.

Al Ingeniero Andrés Guzmán, por los consejos y observaciones realizadas en la realización de la tesis.

Al Ingeniero Andrés Núñez de SLB, por su apoyo y pequeñas revisiones realizadas al proyecto.

Por último y no menos importante, a la ESPOL, por los increíbles momentos que me permitieron vivir bajo su gestión, gracias por ser la mejor institución educativa para cumplir nuestras metas.

Declaración Expresa

Yo, **Ángel Miguel Boza Carriel**, acuerdo y reconozco que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi/nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al autor que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 23 de mayo del 2024.


Ángel Miguel Boza Carriel

EVALUADORES

ANDRES
EDUARDO
GUZMAN
VELASQUEZ

Firmado digitalmente
por ANDRES
EDUARDO GUZMAN
VELASQUEZ
Fecha: 2024.09.09
15:29:36 -05'00'

Msc. Andrés Guzmán V.

PROFESOR DE LA MATERIA



Firmado electrónicamente por:
XAVIER ERNESTO
VARGAS GUTIERREZ

Msc. Xavier Vargas G.

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El presente trabajo se encuentra principalmente enfocado en el estudio de los tiempos no productivos en la perforación de pozos direccionales en el Campo Tiputini, ubicado en el Bloque 43-ITT, el cual se ha podido convertir en una pieza clave para la producción de petróleo ecuatoriana. Pese a eso, aunque se posee grandes avances tecnológicos y planificaciones operativas realizadas minuciosamente, aún las operaciones de perforación se encuentran sujetas a situaciones críticas que producen tiempos no productivos. Este proyecto tiene como objetivo estimar los tiempos no productivos que tuvieron lugar en los pozos analizados, así como también la recomendación de mejores prácticas para la reducción de dichos tiempos.

Mediante la recopilación de información de los pozos, se realizaron análisis técnicos, estadísticos y económicos, los cuales permitieron conocer cuáles fueron los problemas que sucedieron por cada tipo de pozo, taladro y sección perforada, para conocer superficialmente los costos asociados y generar las recomendaciones de mejores prácticas en base a los problemas presentes en los pozos.

El trabajo permitió conocer que, de los 15 pozos analizados del Campo, solamente 8 pozos presentaron NPT, obteniendo un porcentaje considerado como positivo, debido a que solo se perdieron 3 días de trabajo con relación a los 138 días que duró la perforación, siendo los tipos J los que presentaron la mayor concentración de NPT. Finalmente, la implementación de este estudio permite conocer el desempeño operacional de las actividades de perforación de los pozos en base a su duración brindando recomendaciones de mejores prácticas que suponen una optimización mayor de tiempos y costos en los proyectos.

Palabras Clave: Perforación, Pozos direccionales, Producción, Sección perforada, Taladro.

ABSTRACT

This work is mainly focused on the study of non-productive times in the drilling of directional wells in the Tiputini Field, located in Block 43-ITT, which has become a key piece for the Ecuadorian oil production. Despite this, although there are great technological advances and meticulous operational planning, drilling operations are still subject to critical situations that produce these undesired times. The objective of this project is to estimate the non-productive times that took place in the analyzed wells, as well as the recommendation of best practices for the reduction of such times.

Through the collection of information from the wells, technical, statistical and economic analyses were carried out, which allowed to know what were the problems that occurred for each type of well, rig used to drill and drilled section, to superficially know the associated costs and generate recommendations for best practices based on the problems present in the wells.

The work allowed to know that, of the 15 wells analyzed in the field, only 8 wells presented NPT, obtaining a percentage considered as positive, since only 3 days of work were lost in relation to the 138 days that the drilling operations lasted, being the J types the ones that presented the highest concentration of NPT.

Finally, the implementation of this study allows to know the operational performance of the drilling activities on the wells analyzed based on their duration, providing recommendations for best practices that involve a greater optimization of time and costs in the projects.

Keywords: Drilling, Directional Wells, Production, Drilled Section and Rig.

ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES	5
RESUMEN	I
<i>ABSTRACT</i>	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS	VI
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
ÍNDICE DE TABLAS	VIII
CAPÍTULO 1	9
1. Introducción.....	9
1.1 Descripción del problema	9
1.2 Justificación del problema.....	10
1.3 Objetivos.....	11
1.3.1 Objetivo General	11
1.3.2 Objetivos Específicos	11
1.4 Marco teórico	11
1.4.1 Antecedentes	11
1.4.2 Perforación Direccional	12
1.4.3 Tipos de pozos direccionales	12
1.4.4 Problemas habituales durante las actividades de perforación	16
CAPÍTULO 2	18
2. Metodología	18
2.1 Muestra.....	19
2.2 Información general de los pozos del Campo.....	20
2.3 Validación de los datos de perforación	21

2.4	Categorización de la información.....	22
2.4.1	Información de descarte.....	22
2.4.2	Información importante.....	23
2.5	Análisis de los tiempos de perforación.....	23
2.5.1	Tiempo planeado.....	23
2.5.2	Tiempo operacional real.....	24
2.5.3	Tiempos no productivos	24
2.6	Estimación de los tiempos no productivos	25
2.7	Recomendación de prácticas óptimas	26
CAPÍTULO 3.....		26
3.	Resultados Y ANÁLISIS.....	26
3.1	Tiempos no productivos por tipo de pozo	26
3.1.1	Pozo Tipo J	26
3.1.2	Pozo Tipo Horizontal	28
3.1.3	Tiempos no productivos por Taladro	28
3.1.4	Tiempos no productivos por sección perforada.....	29
3.2	Análisis económico de los tiempos no productivos.....	30
3.2.1	Recomendaciones para óptimas prácticas.....	33
3.2.2	NPT por fallas en superficie y/o taladro.....	33
3.2.3	NPT por problemas de servicios	33
3.2.4	NPT por problemas de pozo o trayectoria.....	34
CAPÍTULO 4.....		35
4.	Conclusiones Y Recomendaciones.....	35
	Conclusiones	35
	Recomendaciones	36
BIBLIOGRAFÍA.....		38

5. Bibliografía	38
APÉNDICES	40

ABREVIATURAS

BHA Bottom Hole Assembly
KOP Kick off point
NPT Non-productive time
RSS Rotable Steerable System
MWD Measure While Drilling
BOP Blow Out Preventor
ECD Equivalent circulating density

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Perfil de pozo tipo "L" o Slant.	13
Ilustración 2. Perfil de pozo tipo "S"	13
Ilustración 3. Perfil de pozo tipo "J"	14
Ilustración 4. Perfil de pozo horizontal	15
Ilustración 5. Pozo de alcance entendido	15
Ilustración 6. Flujo del proyecto.	19
Ilustración 7. Curva de Tiempo vs Profundidad - Pozo TPTB-067.....	22
Ilustración 8. Porcentaje de NPT para pozos Tipo J. [Petroecuador EP, 2024]	27
Ilustración 9. Porcentaje de NPT para pozos horizontales. [Petroecuador EP, 2024]	28
Ilustración 10. Porcentaje de NPT por Rig. [Petroecuador EP, 2024].....	29
Ilustración 11. NPT por sección perforada. [Petroecuador EP, 2024].....	30
Ilustración 12. Curva de Tiempo vs Profundidad - Pozo TPTC-056.....	40
Ilustración 13. Curva de Tiempo vs Profundidad - Pozo TPTC-068.....	41
Ilustración 14. Curva de Tiempo vs Profundidad - Pozo TPTCP-086I.	41
Ilustración 15. Curva de Tiempo vs Profundidad - Pozo TPTD-051H.....	42
Ilustración 16. Curva de Tiempo vs Profundidad - Pozo TPTD-055H.....	42
Ilustración 17. Curva de Tiempo vs Profundidad - Pozo TPTD-063.....	43
Ilustración 18. Curva de Tiempo vs Profundidad - Pozo TPTE-075H.	43
Ilustración 19. Curva de Tiempo vs Profundidad - Pozo TPTE-079H.	44

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Pozos de muestra. [Petroecuador, 2024].....	19
Tabla 2. Información general de los pozos. [Petroecuador EP, 2024]	20
Tabla 3. Tiempo planeado para los pozos en días. [Petroecuador EP, 2024]	23
Tabla 4. Tiempo operacional real de los pozos. [Petroecuador EP, 2024]	24
Tabla 5. Tiempos no productivos de cada pozo. [Petroecuador EP, 2024]	25
Tabla 6. Costo de taladro por pozo.....	31
Tabla 7. Costo de taladro por NPT.	32

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

Ecuador se caracteriza por ser un país exportador neto de petróleo a tal punto de ser considerado como un país productor mediano dentro de América Latina, por lo que la industria petrolera juega un papel sumamente importante dentro de la economía ecuatoriana desde el conocido “boom petrolero” de 1972. (*Fontaine. G., 2003*)

El Campo Tiputini es uno de los campos que conforman el Bloque 43 junto a Ishpingo y Tambococha, este se encuentra en la región amazónica del país, en el extremo de la Cuenca Oriente, en la provincia de Orellana, operado actualmente por la empresa petrolera nacional ecuatoriana. Se caracteriza por poseer un crudo pesado en un rango de 12-16.5 API°, cuyo primer pozo (Tiputini 1) fue perforado por la empresa Shell como un pozo estratigráfico que sirvió para poder emparejar la estratigrafía que se requería encontrar en base a la sísmica realizada. (*Rivadeneira, M. et al., 2004*)

En la actualidad, el Bloque 43-ITT donde se encuentra el campo de estudio, cuenta con un aproximado de 240 pozos (hasta el tercer trimestre de 2023), dentro de dicho espacio, se manejan seis plataformas en Tiputini donde se lleva a cabo la perforación de pozos horizontales aplicando el método de racimo, utilizada con el objetivo de ocupar el menor espacio posible dentro del área protegida. (*Petroecuador EP*)

Es importante tener en consideración que cada pozo a perforar cuenta con una planificación exhaustivamente pensada con el objetivo de llevar a cabo una secuencia operativa impecable, sin embargo, en las operaciones de perforación pueden ocurrir ciertas situaciones no deseadas que retrasen dicha secuencia, alargando el tiempo requerido para cumplir con el plan, es por esto que este proyecto estará enfocado en la estimación de aquellos tiempos no productivos en la perforación de pozos direccionales en el Campo Tiputini.

1.1 Descripción del problema

Durante mucho tiempo, la industria petrolera en el área de perforación se ha enfocado en la reducción de costos y tiempos de perforación mediante el

avance tecnológico con el objetivo de poseer una producción más rápida y amigable.

Los tiempos no productivos en la perforación petrolera se definen como todo aquel suceso que no permita la ejecución oportuna inicialmente planificada en un pozo, lo que ocasiona un retraso temporal, debido a que también incluye todo el tiempo que le toma a la empresa reanudar con las operaciones.

Este término por lo general es utilizado con el objetivo de evidenciar el tiempo que se perdió por los diversos tipos de problemas que pueden ocasionarse tales como: falla en los equipos, malas prácticas en las operaciones como cementación y eventos no esperados; sin embargo, también se utiliza para expresar el tiempo que se requiere en la realización de alguna actividad complementaria para solucionar una falla como las mencionadas. (*Rabia, H., 2002*)

Estos tiempos no productivos significan una “multa” considerable para las empresas de servicios y operadoras que ocasionen interrupciones en las operaciones programadas, pues ellas son las que se deben hacer cargo de la pérdida económica por el paro de estas y/o en su defecto, de la producción.

1.2 Justificación del problema

Al ser la consecuencia directa de diversos problemas durante las operaciones, los NPT (non-productive times) constituye alrededor del 20% del tiempo ligado a los equipos usados en la perforación de un pozo, sin embargo, este porcentaje puede ser aún mayor en campos que se consideren como difíciles, ya que los problemas principales que pueden suscitarse están relacionadas a las formaciones presentes en el campo produciendo pegadas de tubería o las no deseadas pérdidas de circulación. (*Rhodes, C., 2016*)

La afectación directa de este tipo de problemas en la industria petrolera radica en el atraso que se produce en la planificación de cada pozo, debido a que todo lleva una planificación realizada de forma exhaustiva tomando en consideración las variables del tiempo, costos y la funciones a realizar, por lo que cada situación que no se encuentren

dentro de la planificación, alteran las variables mencionadas que se encuentran presupuestadas para los trabajos que se encuentran programados. (Ayala, et al., 2018) El beneficio principal de este proyecto es poder analizar cuáles son las principales operaciones o situaciones que dan paso a los tiempos no productivos, con el objetivo de no tener alteraciones en la planificación de los tiempos establecidos para la perforación y completación de un pozo, logrando así obtener mejores tiempos de perforación y evitar un impacto económico significativo.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Estimar tiempos no productivos en la perforación de pozos direccionales en el Campo Tiputini, identificando las causas-raíz para la optimización de las operaciones.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Analizar las causas-raíz de los tiempos no productivos para la identificación de los problemas.
- Recolectar los datos históricos de perforación para el análisis de los tiempos operativos en los pozos de estudio del Campo.
- Categorizar los tiempos no productivos para una clasificación más exacta de los problemas durante la perforación.
- Recomendar las prácticas operativas óptimas para la disminución de los problemas identificados.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Antecedentes

En el primer trimestre de 2024, la producción nacional de petróleo (la cual analiza la producción de Petroecuador y las empresas privadas) llegó a un total aproximado de 44.25M de barriles con un promedio de producción de 486,4 miles de barriles diarios, la cual ha permanecido relativamente constante al último trimestre registrado en el año 2023, sin embargo, se puede notar un ligero aumento del 0.21 miles de barriles; además, también se puede analizar un aumento del 5.5% en la producción con respecto al primer trimestres del 2023, el cual equivale a 25.3 miles de barriles. (Banco Central del Ecuador, 2024)

Trabajos científicos de apoyo:

“Reducción del tiempo no productivo (NPT) en proyectos de perforación exploratoria de pozos petrolíferos en Colombia. Caso de estudio”, (Giraldo, G. et al, 2013)

En este proyecto, se realiza un estudio de las causas de los NPT en proyectos de perforación exploratoria para denotar cuáles de ellas son las que más pueden suscitarse durante las operaciones y también se hace la propuesta de diversas acciones de corrección y prevención para reducir dichos tiempos, arrojando resultados positivos, puesto que puede replicarse otros pozos de exploración sin importar su tamaño.

“Impacto del tiempo no productivo en operaciones de perforación y análisis de los datos mediante la prueba de chicuadrado”, (Ayala, D. et al., 2016)

Este trabajo se centró en el estudio de once pozos de los cuales se analizó todos los tiempos no productivos durante la perforación de todos estos, identificando todos los problemas predominantes y sus causas en cada pozo para desarrollar la prueba de chicuadrado mediante la comparación de las frecuencias de los datos obtenidos con las frecuencias esperadas, dando como resultado un porcentaje elevado de NPT correspondiente a problemas complejos relacionados a las condiciones conocidas intrínsecas del pozo y las formaciones.

1.4.2 Perforación Direccional

Hace referencia a la operación de desviar de forma intencional un pozo con respecto al trayecto que naturalmente este tendría, dicha desviación es posible realizarla mediante de diversas herramientas específicas (MWD, RSS, motor de fondo, etc) y personal especial conocido como “perforadores de pozos direccionales” que explotan los parámetros de perforación (WOB y RPM) con el objetivo de desviar la broca fuera del eje del pozo actual. (SLB, 2024)

1.4.3 Tipos de pozos direccionales

Pozo tipo “L” o slant: este tipo de pozo consta de tres secciones, la cuales son: una sección vertical hasta el KOP, una sección de creación de ángulo (build up section) y una sección tangencial hasta alcanzar el objetivo, su nombre hace

referencia a la forma que estos tienen. Suele llevarse a cabo en la perforación de pozos no tan profundos con una sola zona productora.

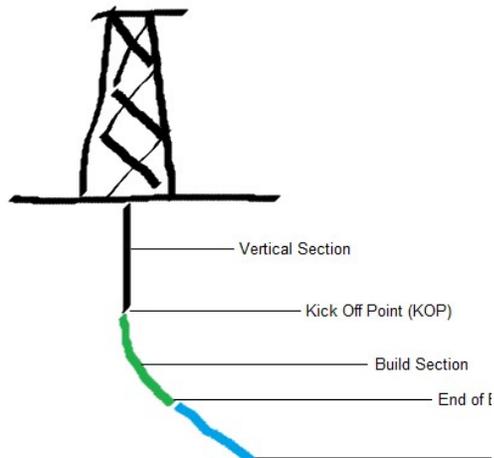


Ilustración 1. Perfil de pozo tipo "L" o Slant.

Fuente: Deepak Choudaharry, 2011.

Pozo tipo "S": consta de cuatro secciones empezando por la sección vertical, sección de construcción de ángulo, sección tangencial y, por último, la sección de rompimiento de ángulo. En este tipo de pozos es posible que se presenten diversos problemas direccionales durante la perforación de este tipo de perfil, ya que genera más torque y arrastre; usualmente se utiliza para alcanzar más de un objetivo.

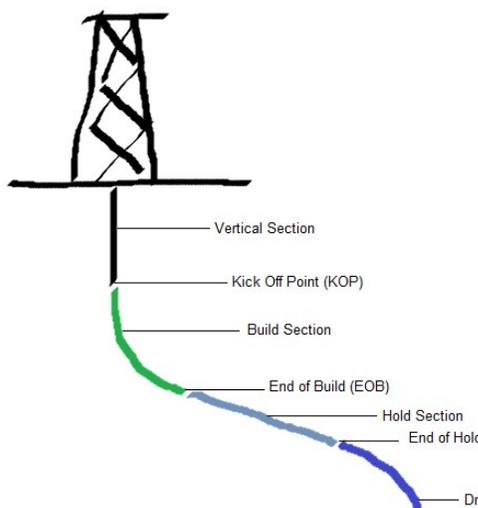


Ilustración 2. Perfil de pozo tipo "S"

Fuente: Deepak Choudharry, 2011.

Pozo tipo "J": es uno de los perfiles para pozo direccional más sencillo y común que existe dentro de la perforación, pues consta de una sección vertical hasta el KOP, sección de creación de ángulo y una sección de aumento hasta alcanzar el objetivo. La diferencia principal entre este tipo de pozo con el pozo tipo "L", es que en el tipo "J" el KOP es más profundo, además, la inclinación suele ser alta pero la salida horizontal, baja.

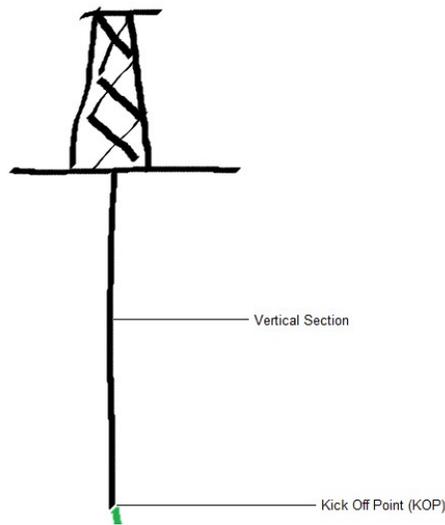


Ilustración 3. Perfil de pozo tipo "J"

Fuente: Deepak Choudharry, 2011.

Pozo tipo horizontal: es un perfil de pozo que puede contener cualquiera de los perfiles anteriores más una sección horizontal dentro del objetivo, dicha sección suele ser perforada a 90° , haciendo los cálculos más sencillos, puesto que sólo se requiere la longitud medida de la sección horizontal para poder conocer mediante el cálculo la distancia total del pozo y profundidad total medida. El uso de este perfil tiene que ver con diversos factores como la producción en zonas con conificación de gas o agua, conectar partes más productivas del yacimiento, entre otras. (Choudharry, 2011)

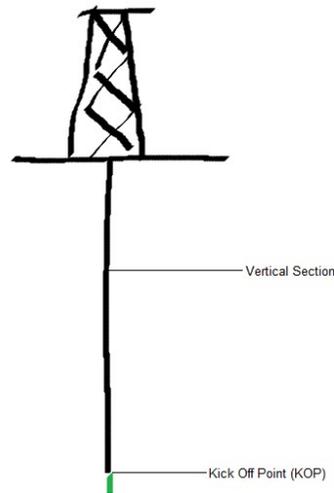


Ilustración 4. Perfil de pozo horizontal

Fuente: Deepak Choudhary, 2011.

Pozo de alcance extendido (extended reach drilling): es un perfil de pozo cuya longitud alcanza extensiones mayores a los cinco mil (5000) m, estos suelen ser perforados en yacimientos lejanos con el objetivo de reducir el uso de infraestructura y la sección operativa que, a no ser por este tipo de método, serían necesarias.

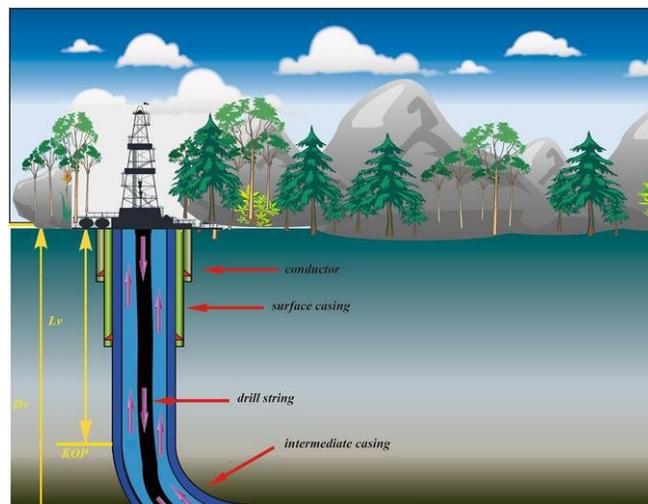


Ilustración 5. Pozo de alcance entendido

Fuente: Li, X., Gao, D. & Chen, X., 2017.

1.4.4 Problemas habituales durante las actividades de perforación

Existe un sinnúmero de problemas técnicos que pueden tener lugar durante las actividades de perforación que muy probablemente sean las causas de alteraciones no deseadas en la planificación del desarrollo del proyecto, dichos problemas dependen de diversos factores externos a lo que comúnmente se espera que sean los problemas principales, como la relación del pozo y el lodo de perforación que se usan para controlar las presiones del pozo y poder perforar con mayor facilidad.

Por esto es necesario denotar cuáles son los problemas con los que es posible encontrarse con el objetivo de su identificación oportuna y solventarlos de la mejor manera posible, evitando la prolongación de estos tiempos no productivos y disminuyéndolos considerablemente para que la secuencia operativa del proyecto no se vea amenazada.

1.4.4.1 Derrumbes internos en el pozo

Hace referencia a una zona más grande que el tamaño original del pozo o el tamaño de la broca que se esté utilizando para perforar, este puede ser causa de una velocidad muy alta del bombeo del lodo de perforación a través de la broca, formaciones blandas o que no se encuentran consolidadas, dilatación de la lutita al encontrarse en contacto con el agua dulce. Con el tiempo, este tipo de problemas pueden volverse severos, sin embargo, pueden ser mitigados con un correcto lodo de perforación que contenga las propiedades y aditivos necesarios para el problema. *(SLB Energy Glossary, s.f.)*

1.4.4.2 Pegue de tubería

Se considera como pegue de tubería cuando esta no puede ser liberada del pozo sin que la tubería se dañe, los dos tipos de pega de tubería que existen son el diferencial y el mecánico.

En diversas situaciones, las complicaciones relacionadas a este tipo de problema pueden generar considerables impactos al proyecto, ya que puede suponer hasta aproximadamente la mitad del coste total del pozo, siendo este uno de los inconvenientes más caros durante la perforación; además, comúnmente se lo asocia a un mal control de pozo y de pérdida de circulación, constituyendo un riesgo elevado en la ejecución de pozos horizontales o de elevado ángulo. *(Muqeen, M., Weekse, A. & Al-Hajji, A., 2012)*

1.4.4.3 Operaciones de pesca

Se refiere al conjunto de operaciones que se llevan a cabo con el objetivo de recuperar herramientas o material no deseado que se haya caído al pozo durante la ejecución de las actividades de perforación. Un pescado es el objeto que se haya dejado en el pozo como partes del BHA que se hayan perdido al momento de intentar liberar la tubería estancada, pérdida de la broca por el hinchamiento de las formaciones o derrumbe del pozo, entre otros. En caso de que se tenga un pescado, es importante decidir si se realiza la operación de pesca, se desvía el pozo alrededor del pescado, abandonar el pozo en caso de ser severo o intentar que el pozo termine en una zona menos profunda para evitar más inconvenientes. Sin embargo, todas las operaciones suelen ser costosas, por lo que por lo general se opta por la recuperación del pescado. (*Short, J., 1981*)

1.4.4.4 Pérdida de circulación

Es una de las operaciones de perforación que más tiempo consume y más pérdidas genera, pues es la ausencia o reducción considerable en el flujo de fluidos por el anular (espacio entre la formación y el casing) cuando el fluido es bombeado a través de la sarta. Se puede clasificar en tres posibles situaciones:

- Filtración: flujo de menos de 20 barriles por hora.
- Pérdida parcial: más de 20 barriles por hora con presencia de retornos.
- Pérdida total: no se expulsa fluido a través del anular.

En caso de que el pozo no quede lleno de fluido, se produce una reducción en la altura de la columna hidrostática y la presión que se ejerce a las formaciones abiertas, también se reduce, por lo que puede generar que otra zona sea la que fluya hacia el pozo y la zona de pérdida sea aquella que absorba el lodo o, en el peor de los casos, una pérdida incontrolable del pozo. (*Lavrov, A., 2016*)

1.4.4.5 Problemas relacionados con las comunidades

Debido a la naturaleza misma de las operaciones de perforación y los lugares en el país donde estas se encuentran, este tipo de problemáticas se presentan con frecuencia, pues siempre se generan conflictos entre las comunidades cercanas a las zonas de las actividades.

Específicamente Tiputini al ser uno de los tres campos que conforman el Bloque 43-ITT y estar dentro de una zona protegida como el Parque Nacional ITT, se enfrentó por

diversos problemas sociales con respecto si se debería o no continuar con las actividades de exploración y explotación petrolera dentro del Parque, es por esto que es pasado mes de agosto de 2023, se tuvo lugar a una consultar popular en Ecuador que definiría el futuro de las actividades petroleras del Bloque, dando como resultado el cierre de este.

1.4.4.6 Problemas con la cementación

Las actividades de cementación constituyen una parte importante en la perforación, debido a que es la base de pozo durante todo su ciclo de vida debido a que actúa como un sello dentro del pozo que permite evitar que se produzcan otros inconvenientes técnicos. A pesar de ser una sola actividad, abarca un sinnúmero de diversas posibles causas que puedan generar una mala cementación, entre ellas podemos encontrar las siguientes:

- Tipo de formación.
- Diámetro del pozo.
- Tipo de lechada a utilizar.
- Condiciones de bombeo.
- Lodo de perforación con una condición no adecuada.
- Entre otras.

Es indispensable poder interpretar de manera correcta todas las observaciones realizadas durante la cementación para la identificar de otros problemas. Remediar una operación de cementación generalmente es costosa. (*Chevron Phillips Chemical Company LP, 2014*)

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

Este trabajo es un caso de estudio sobre uno de los Campos petroleros de Ecuador con el objetivo de estimar los tiempos no productivos durante la perforación de pozos direccionales, por lo que, el enfoque principal del desarrollo fue una medición cuantitativa con cierto grado de metodología analítica, debido al estudio técnico de las secuencias operativas reales que se realizaron en los pozos del Campo que fueron analizados, al igual que un estudio estadístico de la frecuencia en la que se

tuvieron los NPT. Además, también incluye la elaboración de propuestas operacionales para la reducción de dichos tiempos.

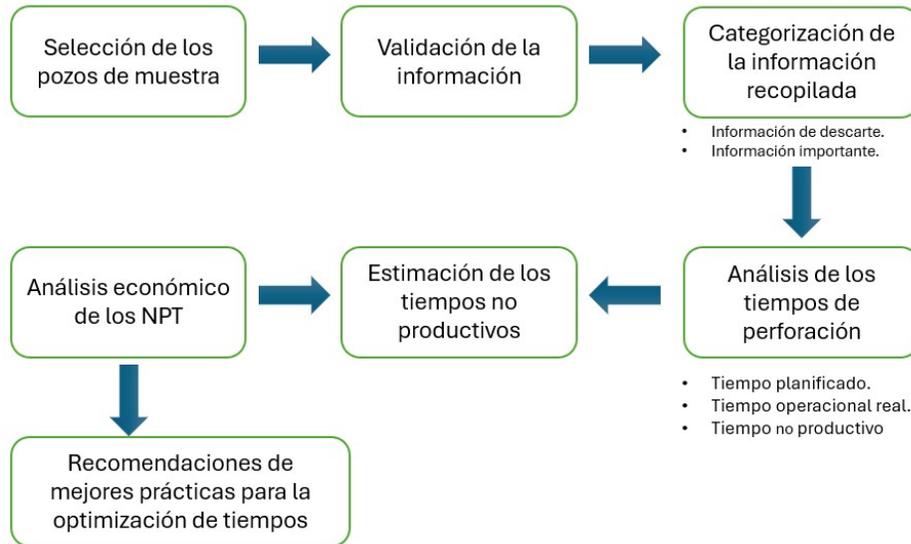


Ilustración 6. Flujo del proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

2.1 Muestra

Para el desarrollo del proyecto, el universo de este está compuesto por los pozos direccionales perforados del Campo Tiputini, debido a que, en la actualidad, este tipo de pozos son los más utilizados dentro de la industria petrolera ecuatoriana; de dichos pozos direccionales, se seleccionó una muestra de 15, como se puede evidenciar en la tabla 1.

Tabla 1. Pozos de muestra. [Petroecuador, 2024]

Elaboración propia.

Nombre del pozo	Año de perforación
TPTB-067	2018
TPTC-056	2018
TPTC-068	2018
TPTC-085	2018
TPTCP-084I	2019
TPTCP-086I	2019
TPTCP-098I	2022
TPTD-051H	2017

TPTD-055H	2018
TPTD-063	2018
TPTD-101	2023
TPTE-074H	2018
TPTE-075H	2018
TPTE-079H	2018
TPTE-069H	2018

La información recolectada fue brindada por parte de la empresa Petroecuador EP, por lo que fue posible realizar el análisis exhaustivo de los reportes diarios de perforación y también del reporte completo de perforación, que fueron elaborados por las compañías responsables que han sido parte del proyecto de perforación de los pozos.

En dichos reportes es posible encontrar el registro de los tiempos distribuidos en categorías, los reportes de las líneas de servicios involucradas, la curva entre el tiempo planificado de perforación con el tiempo total real de perforación, entre otros aspectos importantes.

2.2 Información general de los pozos del Campo

La información presentada a continuación en la tabla 2 corresponde a los pozos de la muestra seleccionada, en donde es posible conocer el tipo de pozo, las secciones de perforación por las cuales se atravesó, la TD (True Depth o profundidad verdadera) hasta donde fue perforado, sus objetivos y el tiempo total que duraron las operaciones en cada pozo.

Tabla 2. Información general de los pozos. [Petroecuador EP, 2024]

Elaboración propia.

Número de pozo	Nombre del pozo	Rig	Tipo de pozo	Profundidad total MD (ft)	Objetivo(s)
1	TPTB-067	SNP248	J Modificado	6205,00	M1
2	TPTBC-056	SNP248	J	6830,00	M1
3	TPTC-068	SNP248	J	5360,00	M1
4	TPTC-085	SNP219	Direccional	4891,00	M1
5	TPTCP-084I	SNP248	Direccional	6536,00	U - T
6	TPTCP-086I	SNP248	Direccional	6390,00	U - T
7	TPTCP-098I	CCDC-36	J Modificado	7642,00	U - T M1

8	TPTD-051H	SNP219	Horizontal	6386,00	M1
9	TPTD-055H	SNP219	Horizontal	7387,00	M1
10	TPTD-063	SNP219	J	7944,00	M1
11	TPTD-101	CCDC-36	J	5946,00	M1
12	TPTE-074H	SNP219	Horizontal	6873,00	M1
13	TPTE-075H	SNP219	Horizontal	7244,00	M1
14	TPTE-079H	SNP219	Horizontal	6285,00	M1
15	TPTE-069H	SNP219	Horizontal	6790,00	M1

En total se analizaron 15 pozos los cuales presentan perfiles direccionales en su totalidad, esto se debe a la iniciativa de utilizar el mínimo espacio posible del Campo para respetar el área protegida en la cual se desarrollan las actividades, como lo es el Parque Yasuní ITT, utilizando solo una plataforma (por lo general) para la perforación de diversos pozos, sin embargo, los sujetos de muestra utilizados en el proyecto corresponden a las plataformas Tiputini B, Tiputini C, Tiputini CPT, Tiputini D y Tiputini E.

Además, es importante conocer que 5 pozos fueron perforados por el Rig Sinopec248, 8 pozos por el Rig Sinopec219 y 2 pozos por el Rig CCDC-36, que sirvieron también posteriormente para el análisis de los NPT correspondiente a los taladros utilizados, por fallas mecánicas o de otra índole.

2.3 Validación de los datos de perforación

Se realizó una validación de los datos, puesto que se debe valorar la información real obtenida con el objetivo de conocer si en realidad forma parte del problema que se está analizando o descartarla del desarrollo de la investigación, con el objetivo de que no se generen incongruencias durante el progreso del proyecto.

Este paso puede considerarse como uno de los más importantes, puesto que se descarta la información que aparentemente no presenten tiempos no productivos o en las cuales no es posible evidenciar más situaciones no deseadas durante sus operaciones, dejando así solamente los datos consistentes que permitan realizar el análisis más eficaz de todos los tiempos de perforación durante el proyecto.

Para realizar este paso importante, se utilizó la curva de profundidad vs tiempo (figura 1) que nos permite visualizar si existieron anomalías dentro de una operación que haya producido un aumento de tiempo, en el cual se verificó la profundidad a la que se registra ese cambio de tiempo y posteriormente, se revisa los reportes correspondientes a dicha profundidad para conocer la descripción de la

actividad que generó ese atraso y poder registrar también su tiempo en la tabla de tiempos no productivos.

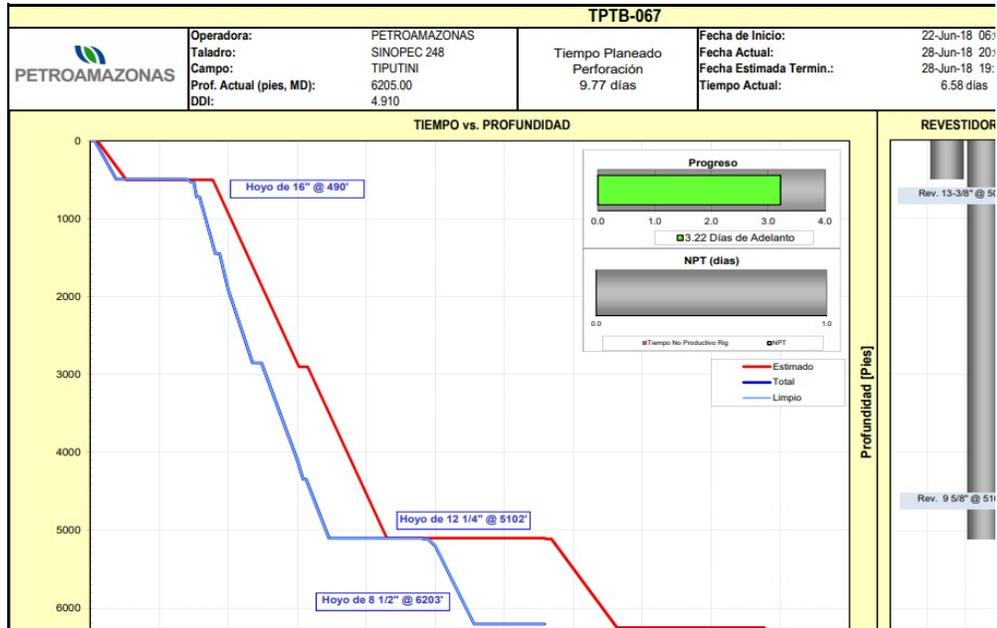


Ilustración 7. Curva de Tiempo vs Profundidad - Pozo TPTB-067.

Fuente: Petroecuador EP.

2.4 Categorización de la información

Luego de tener una noción más clara de los eventos que produjeron una paralización o atraso en las operaciones, se procedió a categorizar a las operaciones que más tiempos no productivos registran dentro de los pozos analizados, fallas de taladro, fallas de equipos y/o herramientas, factores alternos y demás, por lo que se analizó la duración y los costos asociados que estos podrían tener para con el proyecto,

2.4.1 Información de descarte

A los datos que no poseen un papel importante dentro del desarrollo, se los categorizó como “datos descartables”, debido a que no aportan información que se requiere para la continuación del proceso, entre ellos se pueden encontrar operaciones que no hayan presentado ninguna anomalía operacional y también actividades que se hayan desarrollado de forma continua sin paralizaciones.

Al contar con “pozos limpios”, es decir, pozos que no presentaron anomalías dentro del desarrollo de las operaciones realizadas en ellas, se los considera como parte de esta información, sin embargo, se utiliza la información correspondiente a esta muestra para analizar cuáles fueron las fallas que terminaron causando NPT en los demás pozos que sí presentan lo requerido.

2.4.2 Información importante

Entre los datos considerados importantes, se clasificó a todas las actividades que sí tuvieron un impacto de carácter negativo en el desarrollo de la perforación o completación del pozo, es decir, sí afectó a la duración de este aumentando su tiempo de operación, lo que incrementó el tiempo planificado para la terminación de dicha actividad, sin embargo, también se añadió a las actividades secundarias que también se produjeron como consecuencia de la operación mal ejecutada que requirió asistencia remedial.

2.5 Análisis de los tiempos de perforación

Al igual que en el paso anterior correspondiente a la categorización de los datos obtenidos, no todos los tiempos de perforación durante el desarrollo del pozo son tiempos perdidos o no productivos, por lo tanto, es importante también por su lado categorizar a estos tiempos para definir su impacto dentro de la planificación temporal de la perforación.

2.5.1 Tiempo planeado

Se conoce así al tiempo de planificación inicial que se le dio al proyecto de perforación de pozo en consideración de todos los estudios direccionales realizados asociadas a las actividades del pozo, como se evidencia a continuación:

Tabla 3. Tiempo planeado para los pozos en días. [Petroecuador EP, 2024]

Elaboración propia.

Nombre del pozo	Tiempo planeado (días)
TPTB-067	9,77
TPTC-056	15,6
TPTC-068	9,89
TPTC-085	8,8
TPTCP-084I	7,2
TPTCP-086I	7

TPTCP-098I	15,5
TPTD-051H	11,5
TPTD-055H	12,6
TPTD-063	14,5
TPTD-101	16,5
TPTE-074H	10,4
TPTE-075H	10,4
TPTE-079H	10,4
TPTE-069H	10,4

2.5.2 Tiempo operacional real

Este tipo de tiempo está relacionado a la duración real de cada una de las operaciones de perforación durante el desarrollo del proyecto, incluyendo el tiempo añadido que le haya tomado a la actividad concluir por cualquier motivo que se haya presentado.

Para el caso de los tiempos operacionales reales de los pozos analizados del campo, la información puede ser visualizada en la Tabla 4.

Tabla 4. Tiempo operacional real de los pozos. [Petroecuador EP, 2024]

Elaboración propia.

Nombre del pozo	Tiempo operacional real (días)
TPTB-067	6,58
TPTC-056	12,83
TPTC-068	7,25
TPTC-085	5,54
TPTCP-084I	8,27
TPTCP-086I	7
TPTCP-098I	11,73
TPTD-051H	8,25
TPTD-055H	8,96
TPTD-063	11,71
TPTD-101	13,92
TPTE-074H	8,65
TPTE-075H	9,29
TPTE-079H	9,25
TPTE-069H	8,04

2.5.3 Tiempos no productivos

Se creó la matriz que contiene la información relacionada a los NPT de acuerdo con cada uno de los pozos, que nos permite determinar dichos tiempos en horas, días y el porcentaje que este tuvo dentro del tiempo operacional real del pozo.

Tabla 5. Tiempos no productivos de cada pozo. [Petroecuador EP, 2024]

Elaboración propia.

N°	Nombre del pozo	Tipo de pozo	MD	Días de perforación	NPT horas	NPT días	% NPT	
1	TPTB-067	J Modificado	6205,00	6,58	0,00	0,00	0,00%	
2	TPTC-056	J	6830,00	12,83	25,50	1,06	8,30%	
3	TPTC-068	J	5360,00	7,25	1,00	0,04	0,60%	
4	TPTC-085	Direccional	4891,00	5,54	0,00	0,00	0,00%	
5	TPTCP-084I	Direccional	6536,00	8,27	0,00	0,00	0,00%	
6	TPTCP-086I	Direccional	6390,00	7,00	5,50	0,23	3,30%	
7	TPTCP-098I	J Modificado	7642,00	11,73	0,00	0,00	0,00%	
8	TPTD-051H	Horizontal	6386,00	8,25	4,00	0,17	2,00%	
9	TPTD-055H	Horizontal	7387,00	8,96	1,50	0,06	0,70%	
10	TPTD-063	J	7944,00	11,71	22,00	0,92	7,80%	
11	TPTD-101	J	5946,00	13,92	0,00	0,00	0,00%	
12	TPTE-074H	Horizontal	6873,00	8,65	0,00	0,00	0,00%	
13	TPTE-075H	Horizontal	7244,00	9,29	4,50	0,19	2,00%	
14	TPTE-079H	Horizontal	6285,00	9,25	7,50	0,31	3,40%	
15	TPTE-069H	Horizontal	6790,00	8,04	0,00	0,00	0,00%	
					137,27	71,50	2,98	28,10%
					Total NPT		2,17%	

Como se puede analizar en la tabla 5, de los 15 pozos utilizados como muestra para el análisis, 7 se consideran “limpios”, es decir, no contienen situaciones u operaciones no deseadas durante su perforación, por lo que no es posible realizar un análisis extenso sobre ellos en cuanto a su porcentaje de NPT, sin embargo, sirven como parte de estudio que permite comparar o contrastar las diferencias entre los pozos limpios con los otros 8 pozos que presentan tiempo no productivos en base a su perfilado (J, direccional, horizontal, etc).

2.6 Estimación de los tiempos no productivos

Una vez que se realizaron los pasos mencionados, se analizó la tabla de perforación final que contiene la división por tipo de trabajo en los que se produjeron los mismos, además del tiempo de duración, sección de la perforación

en la ocurrió y el tipo de tiempo no productivo que este fue, con el objetivo también de poder conocer la sección que más presenta NPT en cada uno de los pozos.

Posteriormente, también se muestra el estudio estadístico de los NPT por perfil de pozo para analizar si la variable tiene relación directa, así como también otras variables como el taladro que se haya utilizado para perforar, cuya exploración por variables permite realizar un estudio categorizado de los tiempos no productivos haciendo que este sea más eficaz para encontrar la causa raíz de los problemas.

2.7 Recomendación de prácticas óptimas

Para la recomendación de las prácticas operacionales óptimas, se revisó la información de los reportes diarios de perforación y la información utilizada en el paso anterior para conocer cuáles son las operaciones que presentaron más inconvenientes durante su desarrollo, para así poder determinar la causa-raíz de estas y sugerir una secuencia de operación más amigable para reducir los NPT producidos.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Tiempos no productivos por tipo de pozo

Como se obtuvieron tiempos no productivos bajos pero variables correspondientes a los diferentes tipos de perfiles de pozo como los de Tipo J y Horizontales, siendo estos los que mayores porcentajes de NPT contienen, se considera indispensable realizar el análisis del problema en base a la característica principal como la trayectoria del pozo, por lo que no se analiza al perfil de pozo direccional, debido a que no existen tiempos no productivos en dicho perfil.

3.1.1 Pozo Tipo J

Para los pozos con perfil de Tipo J, se tuvieron los siguientes resultados de acuerdo con el análisis estadístico:

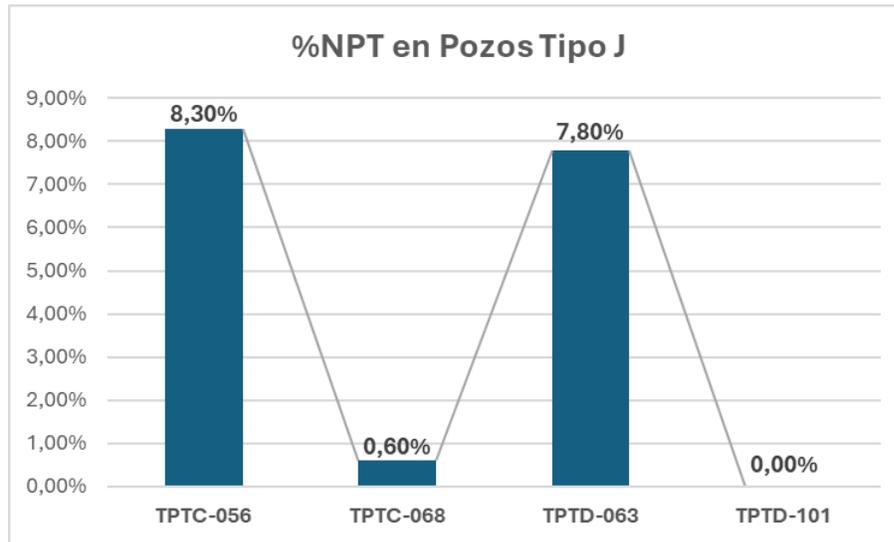


Ilustración 8. Porcentaje de NPT para pozos Tipo J. [Petroecuador EP, 2024]

Elaboración propia.

El porcentaje de NPT para los pozos con perfil de Tipo J se encuentra en un rango desde el 0% hasta el 8.3%, donde se observa que el menor porcentaje de NPT corresponde al pozo TPTC-068 de la plataforma Tiputini C, que se caracteriza por ser el segundo pozo con la menor profundidad perforada por Petroecuador como la empresa operadora y SLB como la empresa encargada en el servicio direccional, asimismo, el mayor porcentaje de tiempo no productivo corresponde al pozo TPTC-056 operado también por la empresa Petroecuador EP y en los servicios de direccional contó con D&M.

Para el caso del pozo con mayor %NPT, TPTC-056, su mayoría de problemas se originaron productos de fallas del taladro utilizado el cual fue el Sinopec248, por lo que se hablará posteriormente de este; sin embargo, en el segundo pozo con mayor %NPT, TPTD-063, la mayoría de sus problemas se vieron originados por fallas de parte del equipo de fluidos que estuvo a cargo de la empresa Sinopec.

En el TPTD-063, hubo pérdida de rotaria y retorno con intermitencia elevada, debido al incremento de ECD (equivalent circulating density) y presión, por lo que se tomaron medidas preventivas y correctivas como el bombeo de píldoras y no detener la circulación para contrarrestar los incrementos mencionados, evitando un posible empaquetamiento al encontrarse en una formación complicada.

3.1.2 Pozo Tipo Horizontal

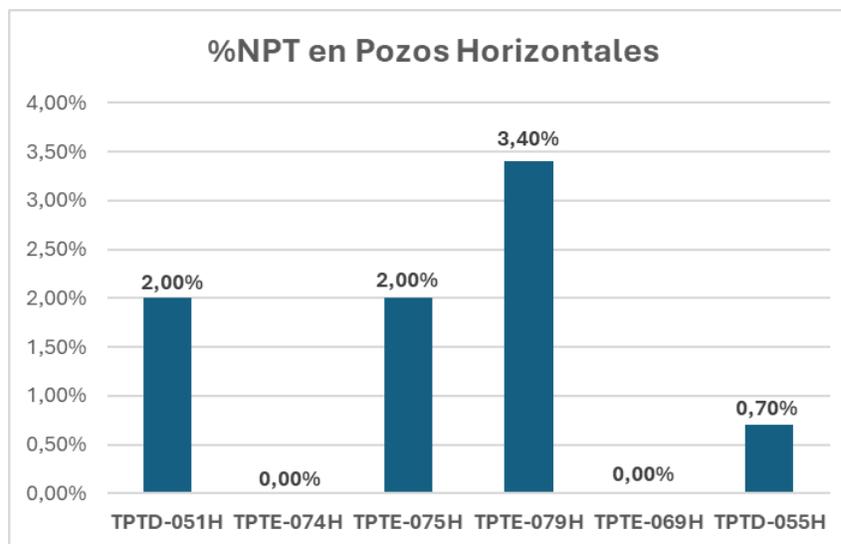


Ilustración 9. Porcentaje de NPT para pozos horizontales. [Petroecuador EP, 2024]

Elaboración propia.

Para los pozos con perfiles horizontales, los porcentajes de NPT varían entre el 0% y el 4%, siendo el pozo TPTE-079H el que se puede considerar el que mayor porcentaje de tiempo no productivo registra con el 3.40% (aunque no sea elevado) y, 4 de los 5 pozos comparten porcentaje de 0% (TPTE-074H y TPTE-069H) y 2% (TPTD-051H y TPTE-075H), respectivamente. Los tiempos no productivos de estos pozos corresponden en su mayoría a fallas de taladro, sin embargo, también existieron operaciones necesarias de corrección direccional en la que se debían controlar los parámetros direccionales por requerimientos, al igual que un cambio de estrategia direccional con el objetivo de ajustarse al plan, ocurriendo esto en el pozo TPTD-051H.

3.1.3 Tiempos no productivos por Taladro

Como se denotó que la gran mayoría de los tiempos no productivos en cada pozo eran generados por fallas de taladro, también es de suma importancia realizar el análisis por cada taladro utilizado para la perforación de los pozos, con el objetivo de denotar las fallas y la cantidad de porcentaje que corresponde a cada Rig.

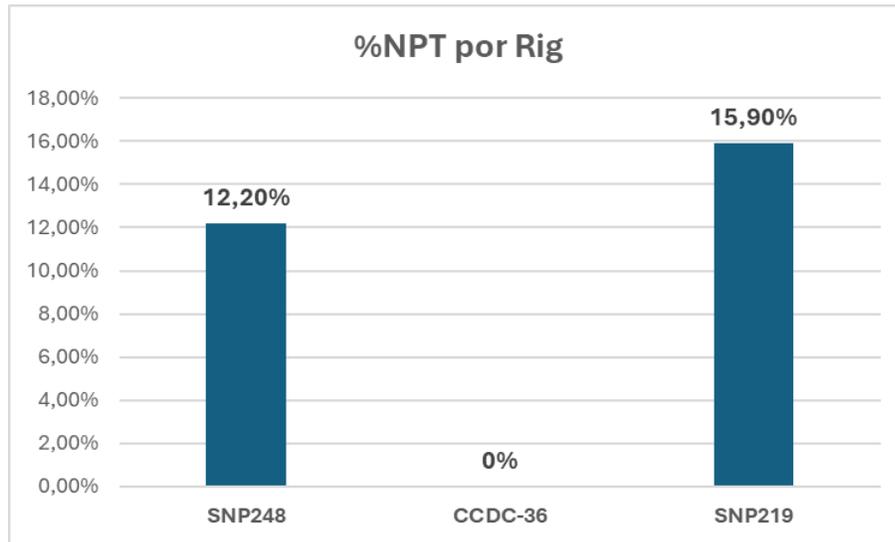


Ilustración 10. Porcentaje de NPT por Rig. [Petroecuador EP, 2024]

Elaboración propia.

Resulta que el Rig que mayor porcentaje de NPT presenta es en SNP219 el cual fue utilizado para la perforación de 8 pozos y el que le sigue es el Sinopec 248 con el segundo menor porcentaje de NPT utilizado para perforar 5 pozos, mientras que el taladro con menos porcentaje corresponde al CCDC-36, el cual solo fue utilizado para la perforación de 2 pozos.

Las fallas más representativas del Rig SNP248 se originaron por daños en el Top Drive, en donde principalmente se presentaron repetitivas fugas de aceite hidráulico siendo necesario que se realizara el cambio de válvulas, mientras que en el Rig SNP219 las fallas se concentraron en las bombas de lodo que experimentaban variaciones de presión haciendo que la herramienta MWD pierda señal, además de fallas en diversos equipos como fugas BOP y liqueos en el manguerote.

3.1.4 Tiempos no productivos por sección perforada

Gracias a que cada pozo también se encuentra perforado por secciones, resulta adecuado posible realizar un análisis de los tiempos no productivos por cada una de las secciones perforadas de los pozos.

En el siguiente gráfico se muestra el total de NPT en horas por sección para todo el universo analizado, en este caso, los 15 pozos.

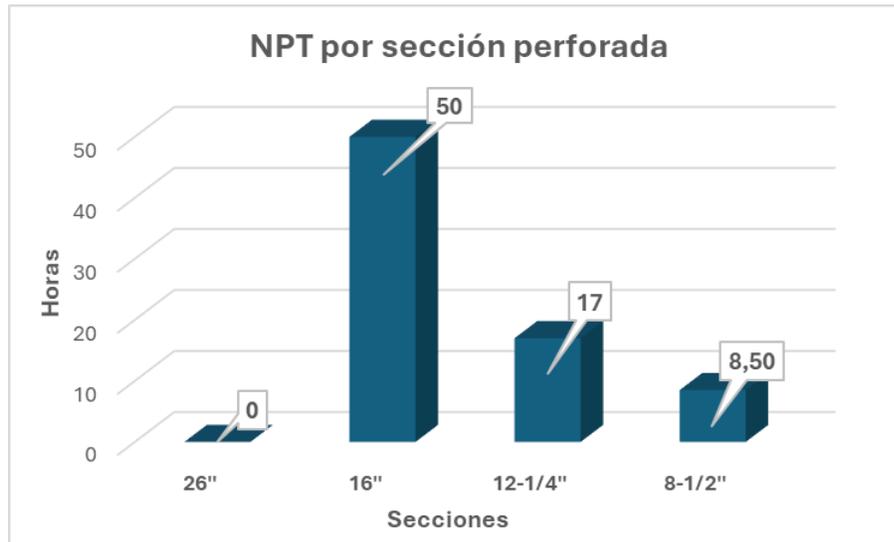


Ilustración 11. NPT por sección perforada. [Petroecuador EP, 2024]

Elaboración propia.

Se puede observar que la mayor cantidad de NPT corresponde a la sección de 16" con un total de 50 horas, siendo por bastante diferencia una cantidad considerablemente alta en comparación con las horas de las otras secciones.

Para la sección de 16" en el conjunto de pozos, los problemas que en su mayoría se presentaron fueron los siguientes:

- Fallas de taladro.
- Problemas y fallos en el Top Drive.
- Conato de empaquetamiento.
- Pérdida de rotaria, retorno con intermitencia e incremento de ECD.

Para las demás secciones también se presentaron problemas similares, sin embargo, hubo actividades representativas como cambios de puntero del fill up tool de parte del equipo de Casing Team, cambios en el sistema hidráulico del taladro, entre otras.

3.2 Análisis económico de los tiempos no productivos

Debido a que en este proyecto se busca generar un estudio exhaustivo que promueva la búsqueda de diversas opciones que permitan alcanzar el objetivo de la perforación utilizando la menor cantidad de recursos para así evitar gastos y/o costos que no sean necesarios o deseados para la empresa, es indispensable llevar a cabo un análisis económico.

El costo por día de un taladro de perforación se encuentra en aproximadamente \$30.000 por día, por lo que nos permite realizar un estimado del costo de operación por taladro con relación a los días que este estuvo en uso mediante la perforación de los pozos, incluyendo los tiempos no productivos. (*Westwood Global Energy Group, 2022*)

Tabla 6. Costo de taladro por pozo.

Elaboración propia.

N°	Pozo	Tipo de Pozo	Rig	Días de perforación	Horas de perforación	Costo por pozo
1	TPTB-067	J Modificado	SNP248	6,58	157,92	\$197.400,00
2	TPTC-056	J	SNP248	12,83	307,92	\$384.900,00
3	TPTC-068	J	SNP248	7,25	174	\$217.500,00
4	TPTC-085	Direccional	SNP219	5,54	132,96	\$166.200,00
5	TPTCP-084I	Direccional	SNP248	8,27	198,48	\$248.100,00
6	TPTCP-086I	Direccional	SNP248	7,00	168	\$210.000,00
7	TPTCP-098I	J Modificado	CCDC-36	11,73	281,52	\$351.900,00
8	TPTD-051H	Horizontal	SNP219	8,25	198	\$247.500,00
9	TPTD-055H	J	SNP219	8,96	215,04	\$268.800,00
10	TPTD-063	J	SNP219	11,71	281,04	\$351.300,00
11	TPTD-101	J	CCDC-36	13,92	334,08	\$417.600,00
12	TPTE-074H	Horizontal	SNP219	8,65	207,6	\$259.500,00
13	TPTE-075H	Horizontal	SNP219	9,29	222,96	\$278.700,00
14	TPTE-079H	Horizontal	SNP219	9,25	222	\$277.500,00
15	TPTE-069H	Horizontal	SNP219	8,04	192,96	\$241.200,00

Así mismo, es posible realizar un cálculo detallado que se puede llevar a cabo mediante la evaluación de estos tiempos en horas, para cuantificar las posibles pérdidas generadas. A continuación, se puede observar una estimación económica

superficial que podría permitir obtener una visión más clara del impacto existente que los NPT podrían tener con respecto al rendimiento general de la perforación.

Tabla 7. Costo de taladro por NPT.

Elaboración propia.

Pozo	NPT horas	Costo de NPT/hora	%NPT en pozo	Gráfico
TPTB-067	0,00	\$ -	0,00%	●0%
TPTC-056	25,50	\$ 31.875,00	8,28%	-----●8,28%
TPTC-068	1,00	\$ 1.250,00	0,57%	●0,57%
TPTC-085	0,00	\$ -	0,00%	●0%
TPTCP-084I	0,00	\$ -	0,00%	●0%
TPTCP-086I	5,50	\$ 6.875,00	3,27%	---●3,27%
TPTCP-098I	0,00	\$ -	0,00%	●0%
TPTD-051H	4,00	\$ 5.000,00	2,02%	--●2,02%
TPTD-055H	1,50	\$ 1.875,00	0,70%	●0,7%
TPTD-063	22,00	\$ 27.500,00	7,83%	-----●7,83%
TPTD-101	0,00	\$ -	0,00%	●0%
TPTE-074H	0,00	\$ -	0,00%	●0%
TPTE-075H	4,50	\$ 5.625,00	2,02%	--●2,02%
TPTE-079H	7,50	\$ 9.375,00	3,38%	---●3,38%
TPTE-069H	0,00	\$ -	0,00%	●0%

Se obtuvo que el pozo que mayor costo generado por NPT representa es el TPTC-056, en el cual se puede observar que tuvo un tiempo no productivo de 25.5 horas, que se traduce aproximadamente 16.000 mil dólares que pueden considerarse como costo extra del pozo, sin embargo, no se puede concluir de esa forma debido a que no se poseen datos económicos finales del pozo que permitan analizar si en realidad es o no una pérdida para el proyecto.

3.2.1 Recomendaciones para óptimas prácticas

Como parte del análisis de resultados en base a los problemas principales que se presentan luego de la manipulación de los datos obtenidos, es posible realizar la recomendación de buenas prácticas con relación a la naturaleza de los problemas presentados en los pozos, como se describe a continuación:

3.2.2 NPT por fallas en superficie y/o taladro

Al poseer la superficie como característica principal de los problemas, se considera más sencillo la prevención de estos problemas debido a que pueden ser controlados con mayor comodidad, algunas de las recomendaciones para este tipo de problemas se mencionan a continuación:

- Realizar la constante revisión de los diferentes sistemas utilizados por el taladro de perforación, al igual que al sistema de Top Drive, para conocer el estado general de estos previo al inicio de operaciones que requieren las herramientas en el mejor estado posible.
- En caso de tener equipos que presenten posibles fallas o que se consideren que todavía pueden continuar pese a afluencias, es indispensable reemplazar dichos equipos por aquellos que brinden una mayor seguridad operacional sin fallas.
- Llevar a cabo supervisiones a todas las herramientas, accesorios y demás para definir su estado.

3.2.3 NPT por problemas de servicios

En las actividades desarrolladas por las empresas de servicios durante la perforación del pozo, se recomiendan las siguientes actividades:

- Aumentar el grado de supervisión dentro del campo a las actividades que se lleven a cabo por las empresas de servicio para realizar una mejor evaluación con el fin de obtener el mejor resultado posible.
- Calibrar correctamente las herramientas que vayan a ser utilizadas en las operaciones para evitar que existan fallas durante la operación, por lo que se debe contar con las certificaciones necesarias de acuerdo con las inspecciones que se realizaron en las herramientas.

- En el caso del sistema de fluidos, revisar constantemente las bombas de lodo, ya que podrían verse afectadas por el constante esfuerzo durante la perforación, generando fallas que repercutan en las operaciones.
- Para la circulación por parte del ingeniero de lodo, se recomienda pesar constantemente el lodo de perforación y conocer todas sus propiedades reológicas con el objetivo de verificar si este es el adecuado para la formación que se va a perforar, para así también evitar problemas de circulación o empaquetamientos.

3.2.4 NPT por problemas de pozo o trayectoria

Es importante realizar las correcciones u optimizaciones de la trayectoria del pozo de acuerdo con los resultados de perforación en tiempo real que brinden las diferentes herramientas direccionales como el LWD y MWD, además de la información que se va actualizando constantemente.

- Evaluar las herramientas direccionales utilizadas durante las actividades de perforación, realizar las calibraciones y pruebas necesarias previo al inicio de la operación y asegurarse de que estas se encuentren en el mejor estado posible.
- Controlar los parámetros de perforación de forma adecuada para adecuarse a la planificación dirección, además de así también lograr que no ocurran sucesos de colisión entre pozos vecinos.
- Realizar la revisión de otras tecnologías direccionales que, en base a pruebas realizadas, se considere posible que también estas se ajusten a los requerimientos de los pozos para la obtención de resultados con mayor grado de optimización.

En el pozo, además, también se pueden generar problemas dentro del hoyo, por lo que se recomienda también controlar las presiones que se estén manejando durante la perforación y evaluar los diversos riesgos que puedan generar pegas mecánicas o empaquetamiento, como lo ocurrido en el pozo TPTCP-0861, donde existieron tres intentos de empaquetamiento, al igual que en el pozo TPTD-063 que también hubo un intento de empaquetamiento y otro conato de empaquetamiento al encontrarse perforando en una sección con 100% de lutita.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- El análisis de tiempos no productivos en proyectos de perforación permite determinar las operaciones que suelen presentar deficiencias durante su desarrollo, con el objetivo de que se realicen propuestas de mejores prácticas que logren un mejor uso de los recursos alcanzando la optimización de tiempos.
- Se encontró que la información disponible referente a los NPT presenta falencias en los reportes de perforación de cada pozo, debido a que no se brinda una interpretación más detallada de los eventos que permita conocer más a fondo las características de estos, ya que los reportes se encuentran principalmente enfocados en la identificación de la empresa a la que se les adjudica la responsabilidad de las fallas operacionales.
- Las propiedades que fueron evaluadas de los 15 pozos fueron útiles para llevar a cabo los análisis necesarios de los tiempos no productivos presentes en los sujetos de prueba, sin embargo, los resultados mostraron un porcentaje positivo de NPT para el conjunto de pozos, el cual correspondió a un aproximado del 2.2%, significando que se perdió un total de apenas 3 días de trabajo en todos los pozos que fueron posible analizar, como se evidencia en la Tabla 5.
- El tiempo requerido para realizar la perforación de los pozos direccionales representa un rango de 5 a 8 días, en los cuales se puede evidenciar que no existe un porcentaje elevado de NPT, debido a que, entre los tres pozos analizados, solo uno presentó apenas 3.3% de tiempo no productivo, mientras que los otros dos restantes poseen un 0%.
- A diferencia, los pozos tipo J muestran una significativa mayoría en los tiempos de perforación, cuya duración varía entre los 7 y 14 días. Además, estos pozos también son los que presentan el porcentaje más elevado de tiempo no productivo, con un promedio de 4.18% entre los 4 pozos con este perfil. En particular, el pozo TPTC-056 es el que destaca por ser el que cuenta con el mayor porcentaje, alcanzando un 8.30%.

- Se encontró además que, en los dos pozos de Tipo J modificado, no se presentan fallas operacionales, por lo que son considerados como pozos eficientes debido a que las operaciones de perforación se lograron completar sin interrupción alguna, lo que indica que poseen un porcentaje de NPT del 0%.
- Se logró evidenciar que el Rig con la mayor cantidad de fallas operacionales o de herramientas, fue el Sinopec 219, el cual fue utilizado para perforar 8 pozos de los cuales 5 presentaron NPT, las fallas más representativas de este taladro corresponden a fallas en las bombas de lodo y BOP.
- Se identificó además que, el taladro CCDC-036 puede ser considerado como el mejor en cuanto a desempeño operacional entre los 3 taladros utilizados para el proyecto de perforación, ya que, en los 2 pozos analizados que fueron perforados por este taladro, no se evidencian NPT, sin embargo, se requiere realizar un análisis más extenso de los demás pozos perforados por el Rig mencionado, para poder concluir objetivamente si la aseveración realizada es correcta.
- La mayor concentración de horas de NPT tiene lugar en la sección de 16" por eventos de fallas en el Top Drive, bombas de lodo, situaciones críticas como conatos de empaquetamiento debido a fallas del equipo de fluidos, entre otras, que ocasionaron prolongaciones considerables en la perforación.
- Se logró realizar una inferencia superficial acerca de cuánto sería la aproximación de los costos añadidos en base a los NPT en horas presente en cada pozo, obteniendo que el tiempo no productivo correspondió a un aproximado de 90 mil USD entre los 15 pozos analizados, sin embargo, como fue mencionado anteriormente, no es posible definir si dicha cantidad se considera como pérdida para el proyecto de perforación, debido a que no se cuentan con todos los demás datos económicos necesarios para el análisis respectivo.

Recomendaciones

- Se recomienda que el análisis sea replicado a una mayor escala, en donde se abarque en su totalidad los pozos perforados en el Campo

Tiputini, con el objetivo de ser capaces de identificar con mayor precisión la causa-raíz a nivel general.

- Se considera importante que la empresa que opera el campo (Petroecuador), realice evaluaciones constantes de todos los productos y servicios de las demás compañías que participan dentro de la perforación de los pozos. Esto ayuda a tener una noción más clara a futuro en caso de que se desee conocer anualmente los indicadores de desempeño en base a los pozos analizados, siendo la mayor parte de problemas producto de fallas en los sistemas del taladro.
- Se recomienda que exista información más detallada acerca de los NPT en los reportes de perforación, y que esta deba estar enfocada en una mejor interpretación de las actividades que tengan relación con los tiempos no productivos, para una comprensión más sencilla y profunda de las características de las fallas.
- Es necesario realizar verificaciones sobre las certificaciones, mantenimiento y operatividad de los equipos que se utilicen en cada operación, para disminuir la posibilidad de que estas fallas operativas en los equipos continúen afectando en la perforación.

BIBLIOGRAFÍA

5. BIBLIOGRAFÍA

- Ali K. Darwesh, T. M.-A. (2017). Kicks Controlling Techniques in Term of Time. *Engineering*.
- Ayala, D. et al. (2016). Impacto del tiempo no productivo en operaciones de perforación y análisis de los datos mediante la prueba de chiquadrado. *Escuela Politécnica Nacional*.
- Banco Central del Ecuador. (2024). *Análisis del Sector Petrolero - Primer Trimestre 2024*. Quito.
- Chevron Phillips Chemical Company LP. (2014). *Lost Circulation Guide*. Drilling Specialties Company.
- Choudharry, D. (6 de Julio de 2011). *Directional Drilling Techonology*. Obtenido de <https://directionaldrilling.blogspot.com/2011/07/types-of-directional-well-profile.html>
- DeBrujin, G. (s.f.). *Common Well Cementing Problems and Solutions*. Pegasus Vertex, Inc.
- Fernanda Nuñez, A. A. (2023). *Las paradojas de la explotación petrolera en la Amazonía: Pobreza y Desigualdad. Datos para el debate en torno a la consulta sobre el Bloque ITT*. PUCE.
- Fontaine. G. (2003). *Petróleo y Desarrollo Sostenible en Ecuador*. Quito: FLACSO.
- Giraldo, G. et al. (2013). *Reducción del Tiempo no productivo (NPT) en proyectos de perforación exploratoria de pozos petrolíferos en Colombia. Caso de estudio*.
- Lavrov, A. (2016). *Lost Circulation - Mechanisms and Solutions*. Noruega: ScienceDirect. doi:<https://doi.org/10.1016/C2015-0-00926-1>
- Li, X., Gao, D. & Chen, X. (2017). *A Comprehensive Prediction Model of Hydraulic Extended-Reach Limit Considering the Allowable Range of Drilling Fluid Rate in Horizontal Drilling*.
- Muqeen, M., Weekse, A. & Al-Hajji, A. (2012). Stuck Pipe Best Practices - A Challenging Approach to Reducing Stuck Pipe Costs. *OnePetro*, 2-3. doi:<https://doi.org/10.2118/160845-MS>
- Petroecuador EP. (2013). *El petróleo en el Ecuador - La nueva era petrolera*. Quito: Manthra.

- Petroecuador EP. (2015). *EPPetroecuador.ec*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/03/Que-bueno-ser-un-País-Petrolero.pdf>
- Rabia, H. (Well Engineering and Construction). 2002. London: Entrac Consulting.
- Rhodes, C. (2016). La planificación inteligente reduce el tiempo no productivo. *SLB*.
- Rivadeneira, M. et al. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito: IFEA.
- Short, J. (1981). *Fishing and Casing repair*. Tulsa: PennWellBooks. Obtenido de [https://wiki.aapg.org/Fishing#:~:text=Fishing%20\(in%20the%20oilfield%20sense,and%20stick%20the%20drill%20string](https://wiki.aapg.org/Fishing#:~:text=Fishing%20(in%20the%20oilfield%20sense,and%20stick%20the%20drill%20string).
- SLB. (2024). *SLB Glossary*. Obtenido de https://glossary.slb.com/es/terms/d/directional_drilling
- SLB Energy Glossary. (s.f.). *Washout*. Obtenido de <https://glossary.slb.com/es/terms/w/washout>
- Westwood Global Energy Group. (9 de Mayo de 2022). *Plant Engineering*. Obtenido de <https://www.plantengineering.com/articles/onshore-rig-global-day-rate-data-and-insights/>

APÉNDICES

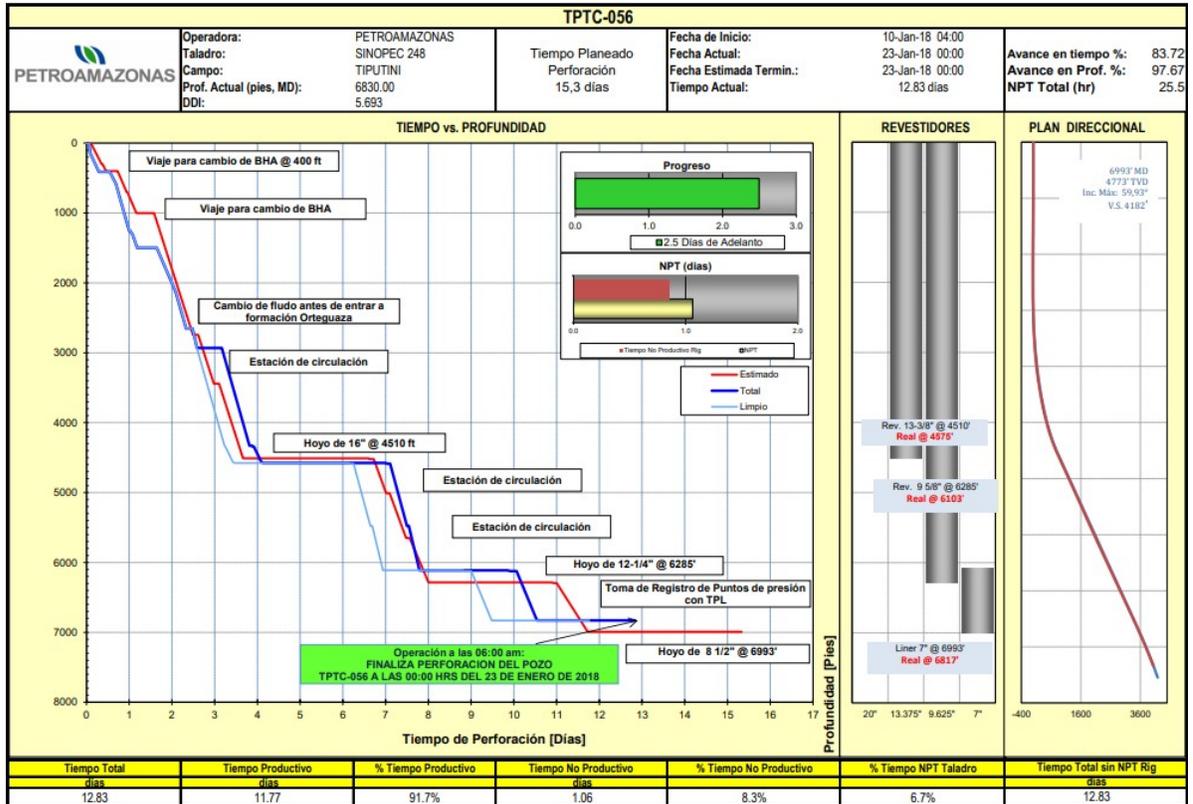


Ilustración 12. Curva de Tiempo vs Profundidad - Pozo TPTC-056.

Fuente: Petroecuador EP, 2024.

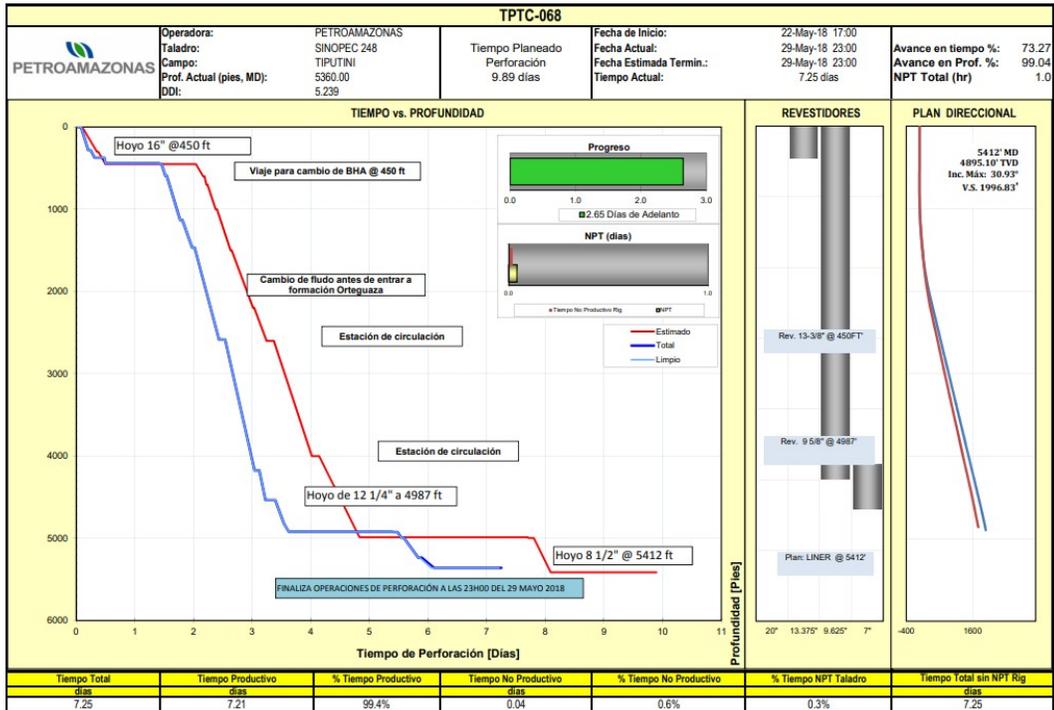


Ilustración 13. Curva de Tiempo vs Profundidad - Pozo TPTC-068.

Fuente: Petroecuador EP, 2024.

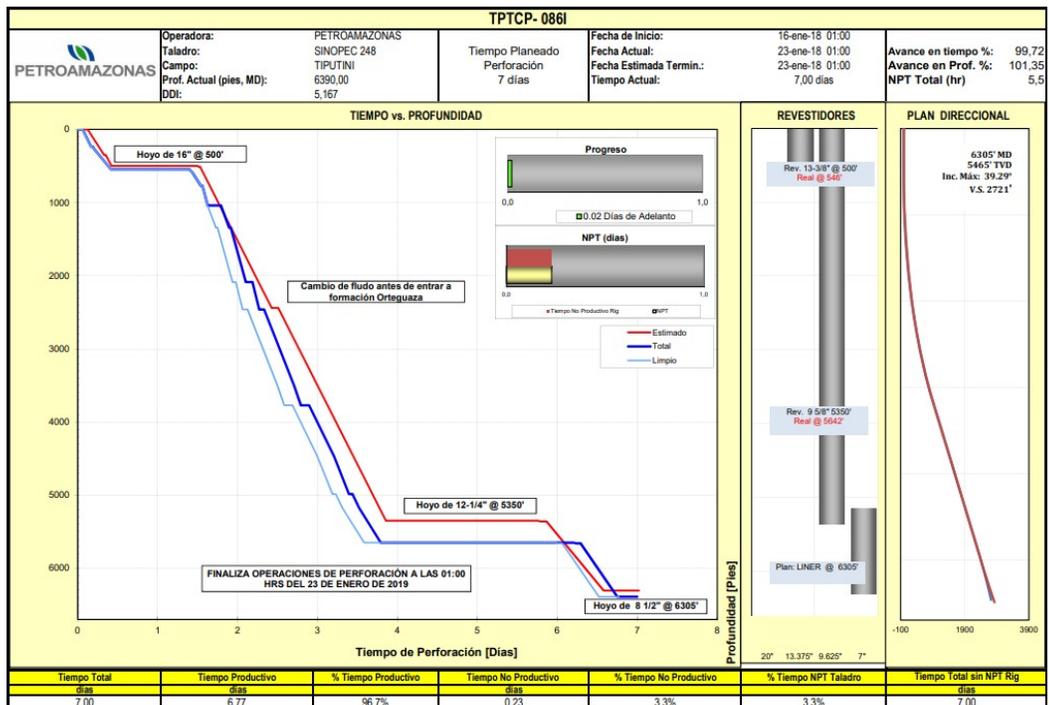


Ilustración 14. Curva de Tiempo vs Profundidad - Pozo TPTCP-086I.

Fuente: Petroecuador EP, 2024.

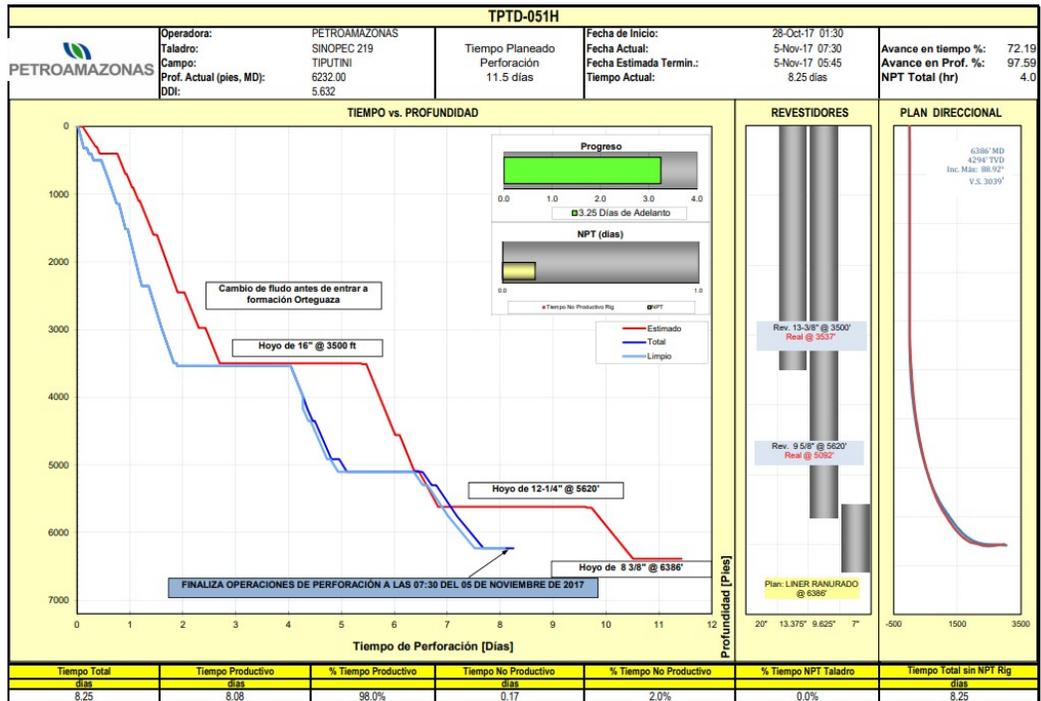


Ilustración 15. Curva de Tiempo vs Profundidad - Pozo TPTD-051H.

Fuente: Petroecuador EP, 2024.

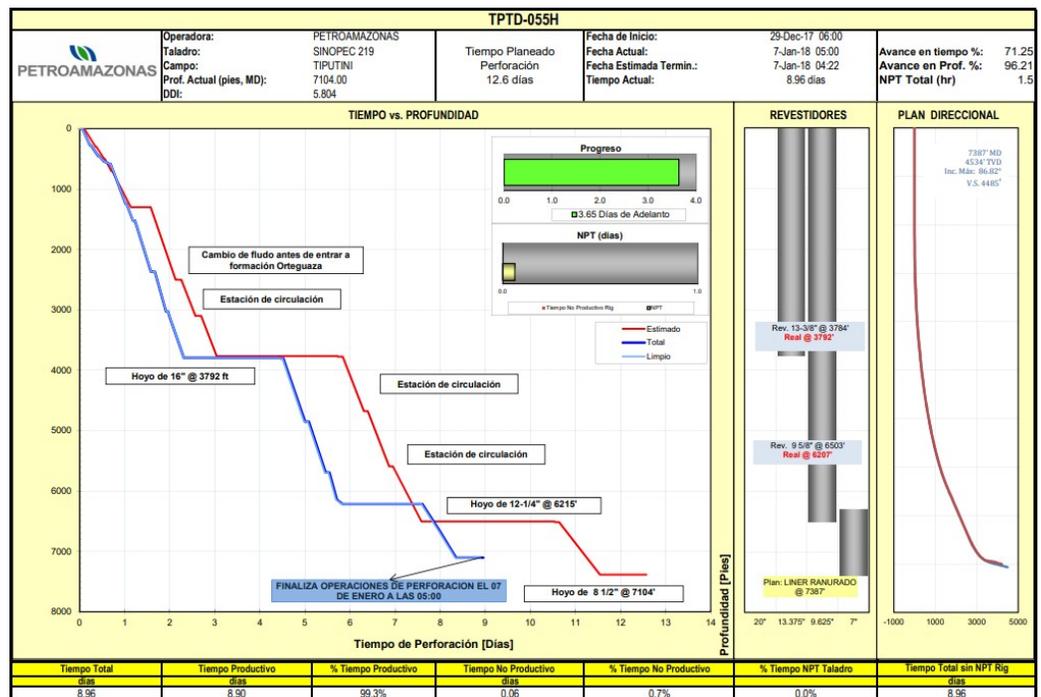


Ilustración 16. Curva de Tiempo vs Profundidad - Pozo TPTD-055H.

Fuente: Petroecuador EP, 2024.

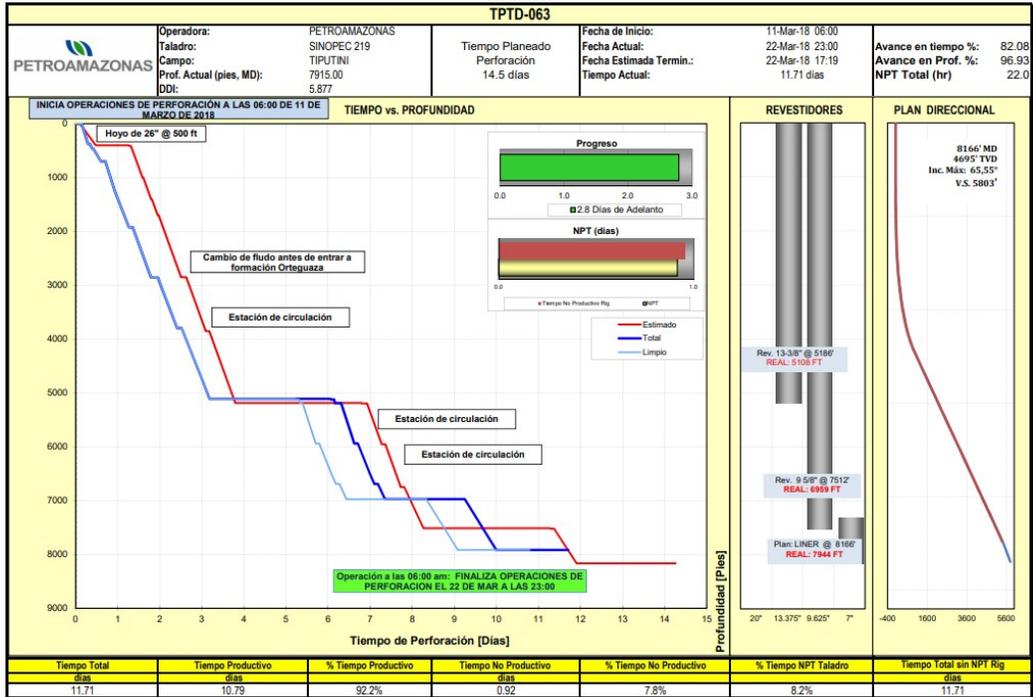


Ilustración 17. Curva de Tiempo vs Profundidad - Pozo TPTD-063.
 Fuente: Petroecuador EP, 2024.

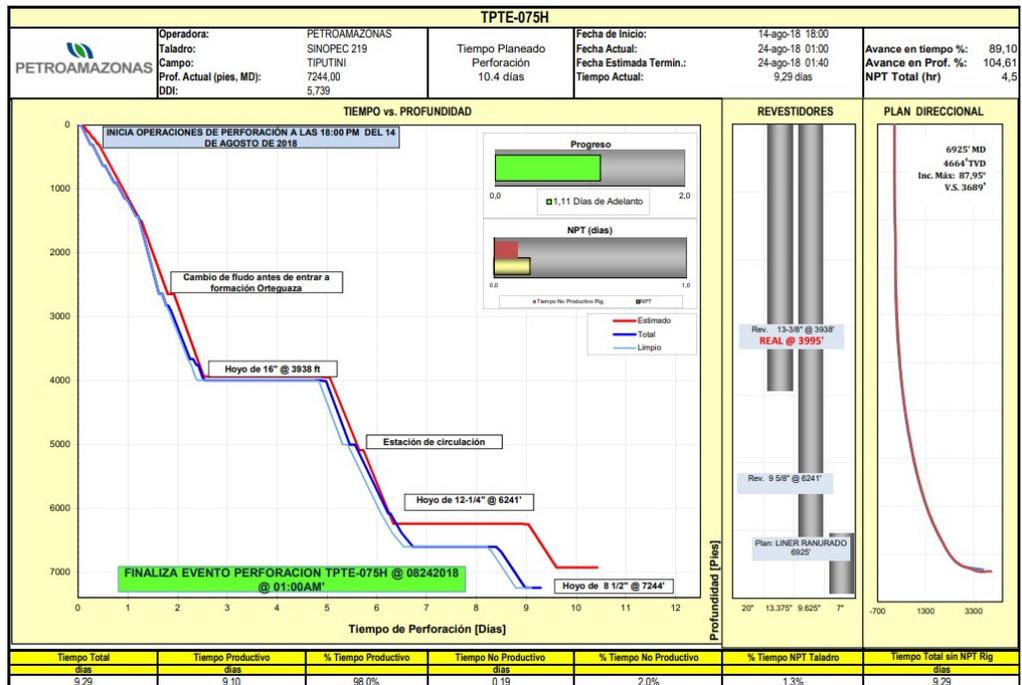


Ilustración 18. Curva de Tiempo vs Profundidad - Pozo TPTE-075H.
 Fuente: Petroecuador EP, 2024.

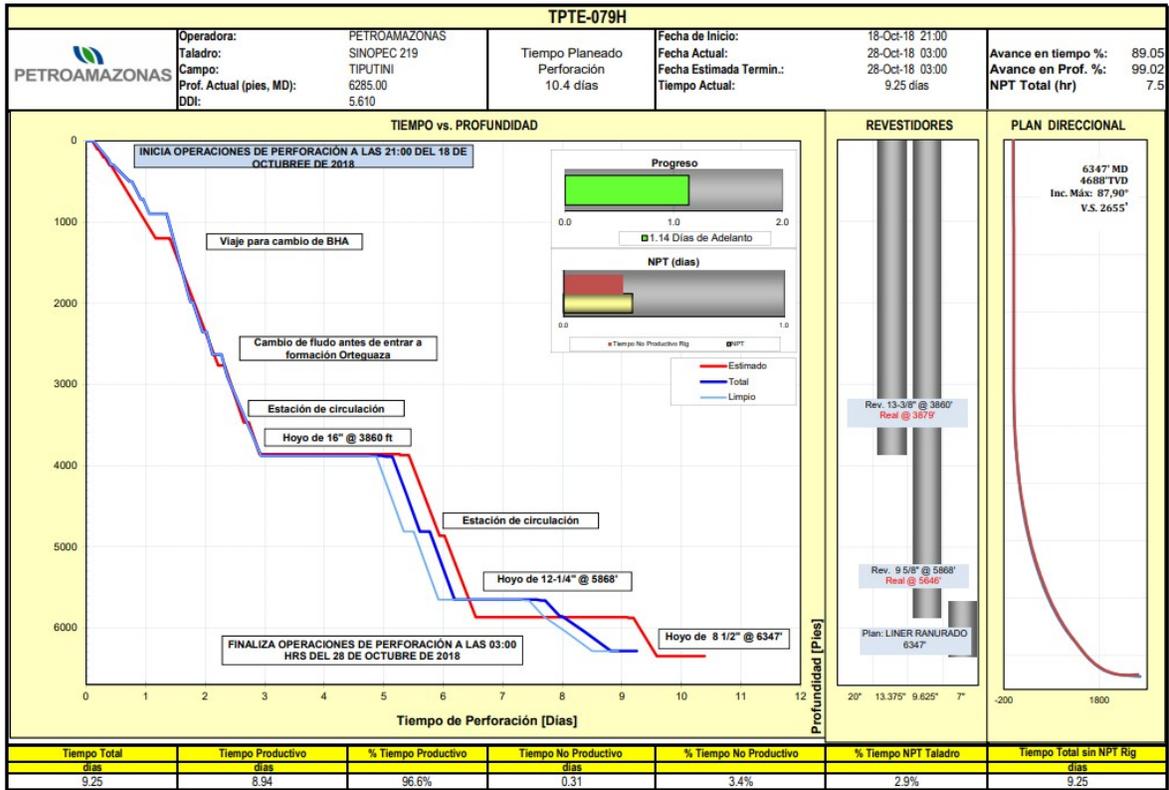


Ilustración 19. Curva de Tiempo vs Profundidad - Pozo TPTE-079H.

Fuente: Petroecuador EP, 2024.

ESTIMACIÓN DE TIEMPOS NO PRODUCTIVOS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES. CASO DE ESTUDIO CAMPO TIPUTINI

PROBLEMA

La industria petrolera en perforación se caracteriza por priorizar la reducción de costos y tiempos mediante los constantes avances tecnológicos para lograr una producción eficiente y sostenible. Sin embargo, los problemas operacionales afectan a la compañía operadoras y a las demás que forman parte del proceso. Este proyecto se encuentra enfocado en la estimación de los NPT de los pozos del Campo Tiputini, con el objetivo de recomendar mejores prácticas para optimizar los tiempos y costos de los proyectos de perforación.

OBJETIVO GENERAL

Estimar tiempos no productivos en la perforación de pozos direccionales en el Campo Tiputini, identificando las causas-raíz para la optimización de las operaciones.

PROPUESTA

Se propone llevar a cabo una recopilación de información referente a pozos del campo Tiputini para realizar análisis técnicos, estadísticos y económicos que permitirán conocer los problemas que sucedieron en base a diversas variables definidas como el tipo de pozo, taladro y sección perforada. Además, se busca conocer superficialmente los costos asociados generados por los NPT y poder realizar las recomendaciones de mejores prácticas en base a los problemas ocurridos en los pozos.



Gráfico 1. Cabezas en el Campo Tiputini.



RESULTADOS

Como parte de los resultados, se obtuvieron los siguientes:

- De los 138 días totales que duró la perforación de los pozos, solamente se perdieron 3 días de trabajo correspondiente a los tiempos no productivos, siendo este un resultado positivo para el proyecto.
- Los pozos tipo J son los que poseen el mayor porcentaje de NPT debido a que la mayoría de sus problemas tuvieron origen gracias a fallas de los sistemas del taladro y también del equipo de fluidos.
- La sección con el número más alto de NPT fue la de 16" en donde hubo situaciones críticas como conatos de empaquetamiento.
- El costo añadido producto de los NPT equivale a un aproximado de \$90.000, sin embargo, no se puede determinar si representa una pérdida debido a que se desconocen los demás datos económicos del proyecto de perforación.

N°	Nombre del pozo	Tipo de pozo	MD	Días de perforación	NPT horas	NPT días	% NPT
1	TPTB-067	J Modificado	6205,00	6,58	0,00	0,00	0,00%
2	TPTC-056	J	6830,00	12,83	25,50	1,06	8,30%
3	TPTC-068	J	5360,00	7,25	1,00	0,04	0,60%
4	TPTC-085	Direccional	4891,00	5,54	0,00	0,00	0,00%
5	TPTCP-084I	Direccional	6536,00	8,27	0,00	0,00	0,00%
6	TPTCP-086I	Direccional	6390,00	7,00	5,50	0,23	3,30%
7	TPTCP-098I	J Modificado	7642,00	11,73	0,00	0,00	0,00%
8	TPTD-051H	Horizontal	6386,00	8,25	4,00	0,17	2,00%
9	TPTD-055H	Horizontal	7387,00	8,96	1,50	0,06	0,70%
10	TPTD-063	J	7944,00	11,71	22,00	0,92	7,80%
11	TPTD-101	J	5946,00	13,92	0,00	0,00	0,00%
12	TPTD-074H	Horizontal	6873,00	8,65	0,00	0,00	0,00%
13	TPTD-075H	Horizontal	7244,00	9,29	4,50	0,19	2,00%
14	TPTD-079H	Horizontal	6285,00	9,25	7,50	0,31	3,40%
15	TPTD-069H	Horizontal	6790,00	8,04	0,00	0,00	0,00%
				137,27	71,50	2,98	28,10%
						Total NPT	2,17%

Tabla 1. Tiempos no productivos por pozo.

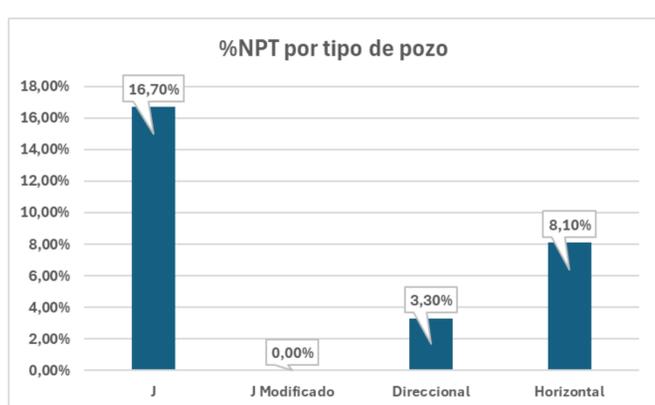


Gráfico 2. Porcentaje de NPT para los tipos de pozo.

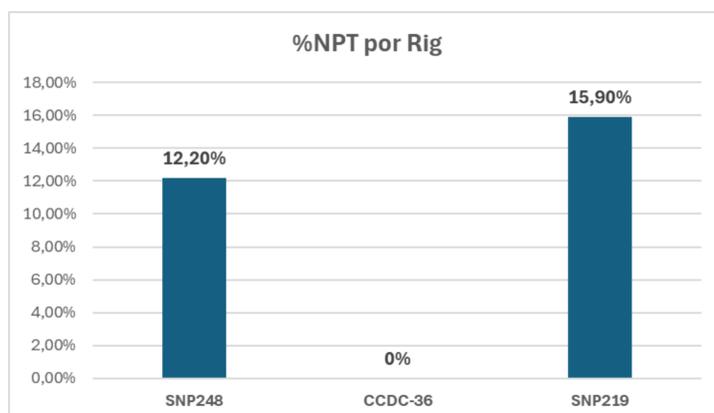


Gráfico 3. %NPT por taladro utilizado.

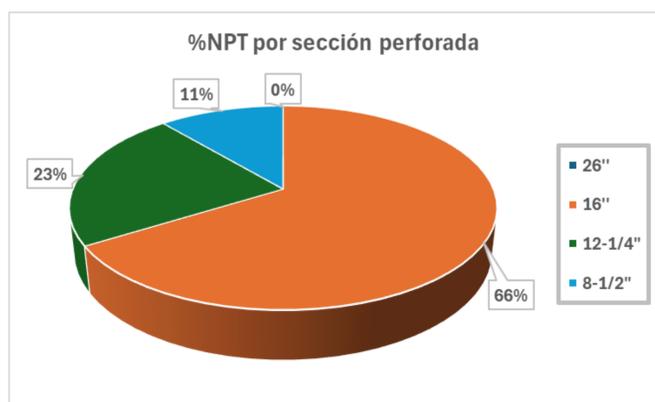


Gráfico 4. %NPT por sección perforada.

Pozo	NPT en horas	Costo de NPT por hora	%NPT por pozo	Gráfico
TPTB-067	0,00	\$ -	0,00%	●0%
TPTC-056	25,50	\$ 31.875,00	8,28%	---●8,28%
TPTC-068	1,00	\$ 1.250,00	0,57%	●0,57%
TPTC-085	0,00	\$ -	0,00%	●0%
TPTCP-084I	0,00	\$ -	0,00%	●0%
TPTCP-086I	5,50	\$ 6.875,00	3,27%	---●3,27%
TPTCP-098I	0,00	\$ -	0,00%	●0%
TPTD-051H	4,00	\$ 5.000,00	2,02%	---●2,02%
TPTD-055H	1,50	\$ 1.875,00	0,70%	●0,7%
TPTD-063	22,00	\$ 27.500,00	7,83%	---●7,83%
TPTD-101	0,00	\$ -	0,00%	●0%
TPTD-074H	0,00	\$ -	0,00%	●0%
TPTD-075H	4,50	\$ 5.625,00	2,02%	---●2,02%
TPTD-079H	7,50	\$ 9.375,00	3,38%	---●3,38%
TPTD-069H	0,00	\$ -	0,00%	●0%

Tabla 2. Análisis económico de los NPT.

CONCLUSIONES

- Se encontró que la información referente a los NPT en los reportes de perforación presenta falencias, debido a que no existe una interpretación más detallada de los eventos que permita conocer más a fondo las características de estos.
- Los pozos de tipo J son los que presentaron mayor tiempo no productivo, siendo este tipo de pozo uno de los más complicados a la hora de perforar, debido a las dificultades técnicas que requiere la trayectoria de estos.
- Realizar un estudio similar a una mayor escala para todos los pozos del Campo podría ser conveniente, con el objetivo de que sea posible la identificación con mayor precisión de las causas-raíz a nivel macro.