

**IDENTIFICACIÓN DE TIEMPO PERDIDO INVISIBLE PARA LA REDUCCIÓN DE  
TIEMPO DE CONSTRUCCIÓN DE POZOS DE UN CAMPO DE ECOPETROL.**

**LOREINA ELIANA PINTO PARADA  
SERGIO ANDRÉS NAVAS MERCHÁN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2017**

**IDENTIFICACIÓN DE TIEMPO PERDIDO INVISIBLE PARA LA REDUCCIÓN DE  
TIEMPO DE CONSTRUCCIÓN DE POZOS DE UN CAMPO DE ECOPETROL.**

**LOREINA ELIANA PINTO PARADA  
SERGIO ANDRÉS NAVAS MERCHÁN**

**Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Director  
NESTOR FERNANDO SAAVEDRA TRUJILLO  
M.sc Ingeniería de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2017**

## DEDICATORIA

A Dios por cada día de vida; a mi madre que ha estado en cada momento, dándome todo su apoyo y amor; a mi hermana y toda mi familia quienes comparten mis tristezas y mis alegrías; a mis compañeros de la universidad con quienes compartí una de las mejores etapas de mi vida, la Universidad. Por último y no menos importante a mi compañero de tesis por tener la paciencia para llegar hasta aquí, donde podemos decir “lo hicimos”.

## DEDICATORIA

A Eliana, porque sin su aporte este trabajo no hubiese tenido un resultado satisfactorio, a mi familia por el apoyo constante e incondicional durante esta etapa, a mis compañeros de carrera que se convirtieron en compañeros de vida, a todas las personas y experiencias que la universidad me permitió vivir y finalmente a Dios por haberme permitido hacer parte de este proceso de crecimiento y enseñanza.

## **AGRADECIMIENTOS**

Al grupo de investigación de estabilidad de pozo (GIEP), con su colaboración fue posible evaluar y moldear este libro, al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), proveedores de la información clave y de los datos necesarios para realizar el estudio, a nuestro director Néstor Saavedra, a Darwin Mateus y la doctora Zuly Calderón, quienes con sus revisiones y consejos lograron pulir el proyecto que resultó en este libro.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	16
1. TIEMPOS DE PERFORACIÓN.....	18
2. METODOLOGÍAS.....	21
2.1 BENCHMARKING.....	21
2.2 LÍMITE TÉCNICO .....	22
2.3 MÁXIMO DESEMPEÑO TEÓRICO .....	23
3. REVISIÓN DE LA HERRAMIENTA DE ECOJETROL .....	29
4. ESTUDIO DE UN CAMPO DE ECOJETROL.....	35
4.1 GENERALIDADES DEL CAMPO .....	35
4.2 ANÁLISIS DE DATOS CAMPO DE ECOJETROL .....	37
5. IDENTIFICACIÓN DE NPT EN EL CAMPO DE ECOJETROL EN ESTUDIO...40	
6. IDENTIFICACIÓN DE TIEMPO PRODUCTIVO EN EL CAMPO DE ECOJETROL.....	46
7. IDENTIFICACIÓN DE ILT EN EL CAMPO DE ECOJETROL.....	55
8. CONCLUSIONES .....	80
9. RECOMENDACIONES.....	82
BIBLIOGRAFIA.....	84
ANEXOS.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1 Representación de ILT y Límite Técnico.....	20
Figura 2 Esfuerzo de la roca vs tiempo de viaje compresivo. ....	26
Figura 3 Tiempos de referencia para identificación de ILT .....	28
Figura 4 Interfaz pestaña de graficador. ....	30
Figura 5 Ventana de asignación de evento.....	31
Figura 6 Listado de eventos.....	32
Figura 7 Interfaz pestaña estadísticas onsite.....	33
Figura 8 Interfaz de Reporte diario de operaciones. ....	33
Figura 9 Filtros disponibles dentro del Reporte diario de operaciones. ....	34
Figura 10 Formación y fases principales en el Campo de Ecopetrol. ....	35
Figura 11 Reporte de Actividades en pozo de campo de Ecopetrol, ecoAGE® ....	37
Figura 12 Tiempo real de pozos para campo de estudio. ....	39
Figura 13 Tiempos no productivos de pozos para el campo de estudio. ....	41
Figura 14 Porcentaje de tiempo no productivo de pozos para campo de estudio durante el año 2015. ....	41
Figura 15 Porcentaje de tiempo no productivo de pozos para campo de estudio durante el año 2016. ....	42
Figura 16 Porcentaje de tiempo no productivo de pozos para campo de estudio durante el año 2017. ....	42
Figura 17 Tiempo No Productivo para la sección de 17 ½". ....	43
Figura 18 Tiempo No Productivo para la sección de 12 ¼". ....	44
Figura 19 Tiempo No Productivo para la sección de 8 ½". ....	44
Figura 20 Tiempo productivo de los pozos para caso de estudio. ....	47
Figura 21 Diagrama de barras de tiempo productivo para pozos organizados por profundidad. ....	48

Figura 22 Tiempos productivos para pozos organizados por inclinación.....	49
Figura 23 Pozos reagrupados con el criterio de sí se realizó o no corrida de registros. ....	50
Figura 24 Tiempo productivo para la sección de 17 ½” . ....	51
Figura 25 Tiempo productivo para la sección de 12 ¼” . ....	52
Figura 26 Tiempo productivo para la sección de 8 ½” . ....	53
Figura 27 Actividades con mayor aporte de tiempo productivo para campo de estudio. ....	56
Figura 28 Profundidad vs Tiempo ideal y real relacionada a la Tabla 9, pozo 10. .	64
Figura 29 Profundidad vs Tiempo ideal y real a partir de la relación promedio, para el pozo 10. ....	69
Figura 30 Porcentaje por parámetro correspondiente al ILT 2015.....	75
Figura 31 Porcentaje por parámetro correspondiente al ILT 2016.....	77
Figura 32 Porcentaje por parámetro correspondiente al ILT 2017.....	78
Figura 33 Clasificación de Tiempos de perforación para los pozos del campo de estudio .....	79

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 Condiciones de Pozo perfecto, tiempos operacionales. ....	25
Tabla 2 NPT presentado en los diferentes taladros de la campaña.....	45
Tabla 3 Pozos con mayor tiempo productivo al promedio de todos los pozos.....	46
Tabla 4 Tiempo productivo de los pozos para caso de estudio. ....	53
Tabla 5 Análisis de tiempo productivo por taladros para el campo de estudio. ....	54
Tabla 6 Duración, distancia recorrida y Relación (Tiempo/distancia) por pozo. ....	57
Tabla 7 Mejores tiempos por actividades para la campaña del campo de estudio. .....	58
Tabla 8 Identificación tiempo perdido invisible ILT a partir de la relación mínima, pozo 10. ....	62
Tabla 9 Comparación tiempo ideal mínimo y tiempo real a partir de la relación mínima, pozo 10. ....	63
Tabla 10 Target para las actividades asignadas, valor promedio. ....	65
Tabla 11 Identificación de ILT a partir de un target promedio hr/ft.....	67
Tabla 12 Comparación tiempo ideal mínimo y tiempo real, pozo 10.....	70
Tabla 13 Distribución de tiempo por fases, Tiempo Parcial, ideal e invisible. ....	72
Tabla 14 Tabla de Tiempo Perdido Invisible ILT año 2015.....	74
Tabla 15 Tabla de Tiempo Perdido Invisible ILT año 2016.....	76
Tabla 16 Tabla de Tiempo Perdido Invisible ILT año 2017.....	77

## GLOSARIO

**Límite técnico:** Tiempo que tarda un pozo en ser construido. En su selección, intervienen expertos en el área quienes consideran el mejor tiempo observado en una operación y estiman el mejor tiempo posible basado en experiencias en algún pozo en particular.

**Pozo perfecto:** Es la suma de tiempo ocupado por las actividades necesarias para construir un pozo. Está basado en conceptos teóricos de pozo que idealmente se pueden presentar. Sirve como referencia o parámetro de desempeño para evaluar pozos futuros.

**Eficiencia mecánica (EFF):** Es la eficiencia de transmisión del poder destructivo del taladro a la roca.

**Energía Especifica:** Cantidad de energía para destruir una unidad de volumen de roca.

**SEmín:** Es el máximo esfuerzo que resiste la roca antes de fallar o quebrarse.

**Mediana:** Número central de un grupo de números ordenados por tamaño.

**Media:** Es la suma de todos los números dividido por el número de datos sumados, es comúnmente llamado promedio.

**Desviación estándar:** Es la medida de desviación que presentan los datos en su distribución respecto de la media aritmética de dicha distribución, esto con objeto

de tener una visión de los mismos más acorde con la realidad al momento de describirlos e interpretarlos para la toma de decisiones.

Moda: Es el valor que más se repite en un grupo de números.

Varianza: Es una medida estadística que permite identificar la diferencia promedio que hay entre cada uno de los valores respecto a su punto central (media).

Tiempo ideal: Tiempo en que se hubiese realizado una operación, si se hubiesen alcanzado las condiciones más óptimas.

Tiempo real: Término utilizado para hacer referencia al tiempo requerido para llevar a cabo una operación.

Target: Tiempo usado como referencia para comparar las duraciones de las operaciones dentro de la campaña.

Relación: hace referencia al término utilizado para obtener valores comparables de unidad de tiempo por distancia ([Hr/Ft], [Día/Ft]).

## RESUMEN

**TÍTULO:** IDENTIFICACIÓN DE TIEMPO PERDIDO INVISIBLE PARA LA REDUCCIÓN DE TIEMPO DE CONSTRUCCIÓN DE POZOS DE UN CAMPO DE ECOPEPETROL\*.

**AUTOR:** LOREINA ELIANA PINTO PARADA  
SERGIO ANDRES NAVAS MERCHÁN\*\*

**PALABRAS CLAVE:** TIEMPO PERDIDO INVISIBLE, TIEMPO PRODUCTIVO, TIEMPO DE REFERENCIA

### DESCRIPCIÓN:

El tiempo perdido invisible (ILT), es aquel tiempo que aparece dentro de lo que se conoce como tiempo productivo en los reportes diarios de perforación, sin embargo, no es del todo productivo. Este es afectado por el grado de eficiencia con que se logra ejecutar una actividad. El ILT ofrece la oportunidad de disminuir el tiempo de construcción de un pozo y, por ende, significar en un ahorro de capital para una Empresa.

En este trabajo se presenta un estudio de tiempos productivos para algunas actividades en pozos de un campo de Ecopetrol, con el fin de identificar el ILT en las campañas 2015, 2016 y parte del 2017.

Para establecer estos tiempos productivos de perforación y completamiento, se empieza por analizar los reportes diarios y compararlos entre sí. La comparación se puede realizar debido a que se tienen pozos perforados en una misma zona con características mecánicas similares.

Posteriormente se elige un tiempo de referencia, para comparar los tiempos de los pozos. Este puede ser el mínimo o el promedio, que sirve para evidenciar un posible ILT. Estos valores quedarán como punto de referencia de desempeño y su elección dependerá de las exigencias de la empresa.

El análisis que se mencionó anteriormente proporciona un tiempo perdido invisible, no obstante, no se puede reconocer el factor que causa este menor desempeño de un pozo respecto a otro; por ende, el siguiente paso es establecer las actividades que se llevaban a cabo con más frecuencia para la construcción de pozos. Por cada actividad seleccionada se escoge un tiempo de referencia y a partir de este valor se calcula el posible tiempo perdido invisible e igualmente se establece este valor como estándar de desempeño para futuros proyectos. Este valor debe ir en constante renovación con los proyectos nuevos que se ejecuten.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Néstor Fernando Saavedra Trujillo, M.Sc. Ingeniería de Petróleos

## ABSTRACT

**TITLE:** INVISIBLE LOST TIME IDENTIFICATION FOR THE TIME REDUCTION IN WELL CONSTRUCTION OF AN ECOPETROL FIELD\*.

**AUTHOR:** LOREINA ELIANA PINTO PARADA  
SERGIO ANDRES NAVAS MERCHÁN\*\*

**KEYWORDS:** INVISIBLE LOST TIME, PRODUCTIVE TIME, REFERENCE TIME

### DESCRIPTION:

Invisible lost time ILT, is the time that appears within what is known as productive time in the daily drilling reports, however, it is not productive in every sense. This is directly affected by the degree of efficiency with which is possible to run an activity. The invisible lost time offers the opportunity to reduce the construction time of a well, and therefore, means a capital saving for a company.

This work presents a study of productive time for some activities in the wells of an Ecopetrol field, in order to identify ILT in the 2015, 2016 and part of the 2017 campaigns.

To establish these productive times of drilling and cementation, it is needed to begin by analyzing the daily drilling reports of the wells and compare them together. The comparison can be performed since there are wells drilled in the same area with similar mechanical properties.

Subsequently a reference time is chosen, to compare the times of other wells. This may be the minimum or average, which will help to demonstrate a possible ILT. These values will be a target for performance and its choice will depend on the requirements of the company.

The analysis mentioned above provides an invisible lost time, however, it is not possible to recognize the factor that causes a low performance of one well with respect to another; Therefore, the next step is to establish activities that were carried out more frequently for the construction of each well. For each selected activity, a reference time is chosen, and, from this value, the possible invisible lost time is calculated, finally this value is set as a standard of performance for future projects. This value must be in constant renovation with new projects running.

---

\* Graduation Work

\*\* Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Engineering of Petróleos. Director: Néstor Fernando Saavedra Trujillo, M.Sc. Ingeniería de Petróleos

## INTRODUCCIÓN

Reducir costos y aumentar la eficiencia en los procesos de extracción de crudo han sido siempre objetivos pretendidos por la industria, las empresas buscan implementar posibles mejoras desde diferentes perspectivas con el fin de cumplir estos fines. La construcción de pozos se encuentra entre las actividades con mayor oportunidad para reducir costos y aumentar eficiencia, esto debido a ser una actividad que en la actualidad obtiene resultados muy variados en cuanto a tiempos de implementación para pozos construidos bajo condiciones similares.

Estas diferencias en las duraciones pueden presentarse por factores muy diversos, como, por ejemplo, problemas o eventos no programados dentro del cronograma del proyecto, experiencia del personal encargado de ejecutar las actividades necesarias para cumplir los tiempos pactados o incluso tecnología y disponibilidad de equipos para llevar a cabo una actividad determinada.

El primer paso que se da para llegar a una reducción de costos que a su vez conlleve un aumento de eficiencia, es la reducción en las duraciones de ejecución de las actividades; para reducir estas duraciones, se hace necesario identificar hasta qué punto es posible disminuir el tiempo sin poner en juego la seguridad del personal y la calidad del trabajo que se realiza.

Dentro del proyecto se realizó una revisión del historial de construcción de pozos en 3 campañas de un campo de Ecopetrol, esto con el fin de identificar eventos generadores de tiempos no productivos, los cuales serían removidos para un posterior análisis de tiempos productivos; se seleccionaron 18 de las actividades más frecuentes en la perforación y cementación de los pozos para así finalmente identificar los tiempos perdidos invisibles presentes en ellas. Esto permitió identificar

ineficiencias en las actividades estudiadas y establecer un relación de referencia [Hr/ft] para futuros proyectos.

## 1. TIEMPOS DE PERFORACIÓN

Los tiempos involucrados en la fase de construcción de un pozo son una medida representativa de los costos de un proyecto; se puede saber el valor aproximado de un pozo, conociendo la duración real de este.

A partir de datos de pozos o reportes diarios se conoce el tiempo no productivo (NPT, por sus siglas en inglés) que tarda un pozo en operaciones no planeadas; luego de obtener este valor se puede determinar el tiempo productivo del pozo.

Los Tiempos involucrados en el proyecto de perforación se describen a continuación y se representan en la Figura 1:

**Tiempo Real de construcción de un pozo**, Este es el tiempo que corresponde a todas las actividades realizadas en el pozo desde la entrega del equipo y preparación del personal hasta la cementación de la última fase del programa. Incluye los tiempos no planeados (NPT) y los tiempos productivos del pozo, éste involucra la mayor parte del costo total del proyecto.

**Tiempo no productivo (Non-productive time – NPT)**: por sus siglas en inglés, se refiere al tiempo no productivo en una operación de perforación; se representa en la Figura 1 con el color naranja. En términos generales será el *tiempo extra que tomará cualquier actividad rutinaria o anormal, debido a una falla o un evento que detiene la operación de perforación*<sup>1</sup>. Este concepto, además se puede aplicar en la operación de completar un pozo, incluido en el programa de construcción de pozos. Otros autores, como Nabaei y Cochener, lo definen como el *“tiempo en que la broca*

---

<sup>1</sup> Rabia H: Well engineering and construction. Entractor Consulting, (2001)

*no está en funcionamiento para el caso de la perforación” o “Tiempo no productivo es el tiempo en el que ocurre una actividad fuera del plan original e incluye el tiempo dedicado a una actividad por encima del que se planeaba para llevar a cabo una actividad, es decir un viaje necesario, pero no planificado cabe en esta definición”<sup>2</sup>.*

No hay una definición estándar para NPT, esta puede variar para cada compañía y cada una adapta el concepto a su propósito.

**Tiempo productivo:** El tiempo productivo de un pozo o tiempo normal se refiere al tiempo que se ocupó en construir un pozo determinado, exceptuando el tiempo perdido por problemas inesperados, (NPT)<sup>3</sup>. En la Figura 1, los recuadros amarillo y verde representan el ILT y tiempo teórico de pozo respectivamente. Este tiempo incluye las actividades para completar un pozo como es la cementación, la corrida de revestimiento, circulación para limpiar pozo, viajes de limpieza y calibración de equipos entre otras.

**Tiempo Perdido invisible, ILT** Por sus siglas en inglés, Es el tiempo perdido invisible y se asocia generalmente a ineficiencias en actividades que se clasifican como normales o programadas. El termino invisible se debe a que este tiempo no está considerado como tiempo no productivo y está presente en los reportes diarios del pozo como tiempo productivo<sup>4</sup>; para determinarlo requiere el análisis de las actividades involucradas en el proceso de construcción eficiente de un pozo.

Este concepto ha recibido una gran acogida, debido a la cambiante economía de la industria y, por ende, la búsqueda de reducir al máximo los costos innecesarios en un proyecto.

---

<sup>2</sup> HSIEH L.: <http://www.drillingcontractor.org/rig-npt-the-ugly-truth-6795>, (2010)

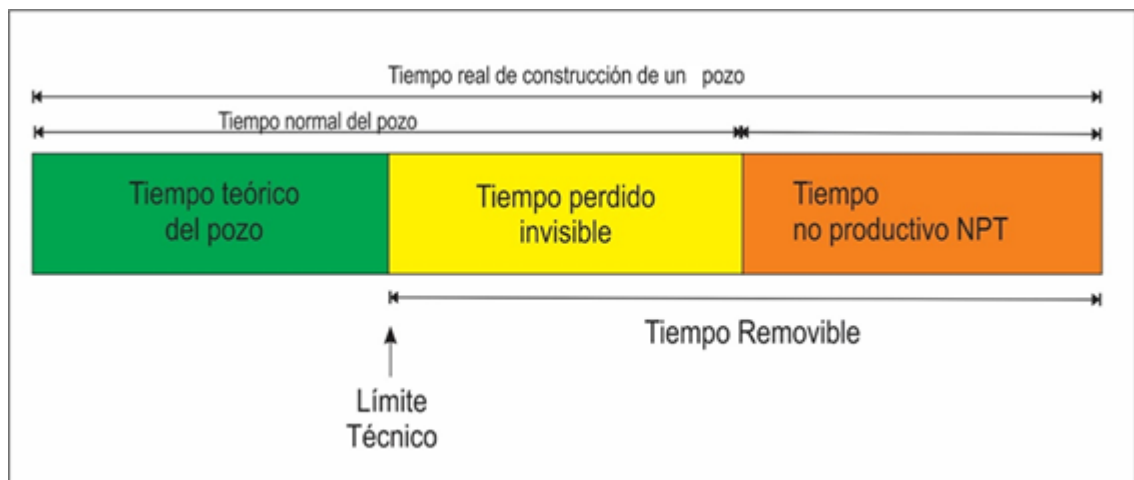
<sup>3</sup> KADASTER, A, G. et. Al. Drilling time analysis: a total Quality management tool for drilling in the 90's. Washington D.C. 1992

<sup>4</sup> BOND D.F. et al. Applying Technical limit methodology for step challenge in understanding and Performance. New Orlands. 1998

El ILT (representado con el color amarillo en la figura 1), no siempre conduce al tiempo de inactividad, aun así, repercute en los costos de entrega. *"ILT normalmente involucra actividades de corta duración, de alta frecuencia, tales como realizar conexiones, que no se rastrean de forma efectiva con informes convencionales de 15 o 30 minutos. Pero, cuando se suman, pueden agregar enorme tiempo extra a la operación"*<sup>5</sup>.

**Tiempo Removible:** Es el tiempo que incluye los imprevistos del proyecto y el tiempo perdido invisible. Se obtiene del análisis de reportes diarios de los pozos en el que se identifican los NPT's y además de los tiempos perdidos invisibles.

**Figura 1 Representación de ILT y Límite Técnico.**



**Fuente:** BOND, D, F.; Scott, P. W.; Windham, T, M. Applying Technical Limit Methodology for Step Change in Understanding and Performance. New Orleans, Louisiana, 1215 March. 1996

<sup>5</sup> KATIE, M. Automated rig activity analysis offers more precise method for reducing NPT, invisible lost time. 2013

## 2. METODOLOGÍAS

Para la identificación de ILT's de forma apropiada, se hace necesario asignar un tiempo de referencia basado en operaciones infalibles, que funcione como punto de comparación. La principal referencia teórica aceptada es el límite técnico (TL), aunque los operadores pueden usar y revisar otros puntos como *Best of Best* (BOB), *Best in Class* (BIC) o cualquier otro método estadístico.

### 2.1 BENCHMARKING

**Best of Best, (BOB):** *Es un tiempo de referencia utilizado dentro de una empresa operadora para evaluar su operación general en comparación con pozos que han logrado mejor desempeño en el pasado*<sup>6</sup>. Se obtiene del análisis estadístico de un conjunto de pozos con características similares. Este tiempo de referencia puede ser aplicado tanto en análisis de actividades, secciones de pozo o fases, como en pozos completos, compañías de servicio, equipos de perforación, etc.

BOB mostrará si un continuo aprendizaje es alcanzado, ya que se analizan las experiencias pasadas para mejorar a futuro.

**Best in Class, (BIC):** *Es el tiempo de referencia que compara el desempeño de una compañía con otras, en pozos con características generales similares*<sup>7</sup>. Es bastante positivo al momento de evaluar efectividad en la planeación del pozo y eficiencia para ejecutarlo; otro punto a favor, es que no se limita sólo al desempeño interno de

---

<sup>6</sup> BOND D.F. et al. Applying Technical limit methodology for step challenge in understanding and Performance. New Orleans. 1998

<sup>7</sup> BOND D.F. et al. Cit.

una empresa, lo que permite identificar el rango de mejora posible contra el mejor desempeño actual; además proporciona aproximaciones de prácticas alternativas, diferentes tecnologías, con las cuales trabaje otra compañía.

## 2.2 LÍMITE TÉCNICO

En 1996, Bond y Scott implementan una metodología que propone un límite técnico teórico, resultó de un estudio en Wanea and Cossack subsea development. Se basa en comparar el desempeño actual con lo que podría ser posible y de qué manera se podría conseguir.

Para esta metodología se debe obtener el mejor tiempo posible en el cual se podría lograr una operación perfecta de perforación y completamiento, si se cuenta con el mejor personal, la mejor planeación e igualmente, la mejor tecnología.

*Este término se usa para describir el nivel de desempeño, el cual sería el mejor tiempo posible para un determinado conjunto de parámetros de diseño*<sup>8</sup>. El pozo teórico planteado por Bond y Scott es utilizado para comparar con diferentes pozos.

Este concepto se construye a partir de una operación impecable, se estima mediante un proceso de consenso grupal, en donde se elige el mejor tiempo observado en una operación, de manera que se obtiene la mejor situación basada en la experiencia, en la tecnología utilizada en diferentes proyectos, igualmente se tienen en cuenta las siguientes condiciones:

- No hay cambio de broca, ni BHA en viajes de secciones medias.
- El pozo es estable, no hay tareas de ensanchamiento de pozo o rimado.

---

<sup>8</sup> RUSHMORE, P, DE WARDT J. "True lies: Measuring Drilling and Completion Efficiency". Texas. 2016.

- No hay viajes de limpieza.
- No hay espera por cualquier equipo o clima.
- Se registran tiempos cortos de circulación.

El primer paso es dividir el pozo en etapas simples y bien definidas, estas etapas a su vez están divididas en actividades, siendo estas las que más frecuencia registran en operaciones de construcción de pozos. Para cada una de estas actividades se estima una duración teórica; en esta parte del proceso se requiere el conocimiento del personal de cada actividad para establecer el mejor tiempo posible. Para conexiones se fija un valor de 10 min<sup>9</sup> (establecido por los autores) y la ROP (rata de penetración) es tomada de la mejor corrida de broca en el área, así se obtiene el mejor tiempo perforando.

Cuando ya se establece el pozo teórico, se calcula el tiempo removible que equivale al NPT e ILT. Este tiempo removible se obtiene de reportes diarios y las asunciones tomadas en el pozo teórico; el procedimiento se realiza para cada pozo.

El pozo teórico planteado debe estar en constante estudio y cambio, debido a que cualquier pozo nuevo puede lograr un progreso que establezca un nuevo mejor valor teórico de tiempo.

### **2.3 MÁXIMO DESEMPEÑO TEÓRICO**

Esta metodología se basa en un pozo perforado a condiciones y tiempos ideales. Estaría relacionada al *mínimo tiempo en el que podría ser posible perforar un pozo y consiste en factores físicos que restringen la perforación, como la energía*

---

<sup>9</sup> HUBER, D.D. A realistic goal from a semi: drill 10.000 ft in 10 days. World Oil. 1983.

*específica de la roca, límites operacionales, número de tuberías de revestimiento, tamaño del hueco, litología, profundidades, etc.*<sup>10</sup>

Es un límite físico que representa cuán rápido se puede construir un pozo, y es limitado por las condiciones físicas del proceso.

Las condiciones para el método son las siguientes:

- Una broca por cada sección del pozo
- La ROP es limitada por los caballos de fuerza disponibles en la torre de perforación
- Tiempos de viajes perfectos
- Operaciones de revestimiento y cementación perfectas

*El procedimiento inicia con establecer valores de tiempos para cada uno de los múltiples secuenciales pasos necesarios en la operación de perforación y completamiento*<sup>11</sup>.

En la Tabla 1 se muestran los valores de tiempos en los diferentes pasos que contemplan los autores para el cálculo del pozo perfecto. Las actividades que se presentan son las más comunes en perforación y completamiento. El tiempo total se obtiene de la suma de cada tiempo perfecto en cada sección.

---

<sup>10</sup> FORD BRETT, J. The perfect well ratio: defining and using the theoretically minimum well duration to improve drilling performance. Texas. 2006

<sup>11</sup> FORD BRETT, J. et al. Drilling performance assessment process. Tulsa, Oklahoma. 2004.

**Tabla 1 Condiciones de Pozo perfecto, tiempos operacionales.**

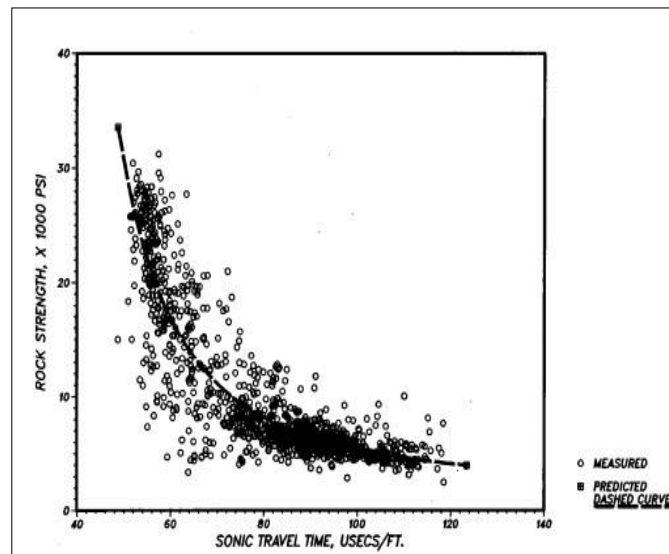
<b>Pasos del proceso</b>	<b>Tiempo perfecto</b>	<b>Justificación</b>
BOP Rig up/test	3 hrs	Consenso de los autores (FORD BRETT, J. et al)
Drillout/LOT	1 hr	Consenso de los autores (FORD BRETT, J. et al)
Tiempo de viaje (hueco Revestido)	5400 ft/hr	90 ft paradas, 35 seg levantando, 15 quebrando y 10 seg bajando.
Tiempo de viaje (hueco abierto)	3400 ft/hr	90 ft paradas, 70 seg levantando, 15 quebrando y 10 seg bajando.
Conexiones	982 ft/hr	30 ft juntas, 20 seg subiendo, 15 quebrando, 15 seg haciendo la conexión, 15 seg subiendo, 15 seg haciendo la conexión y 30 seg a fondo a perforar.
Tiempo de corrida de revestimiento	2700 ft/hr	45 ft juntas, 10 seg levantando, 15 conectando, 15 seg bajando.
Mezcla y bombeo del cemento	5 bbls/min mezcla y 20 bbls/min bombeado	Consenso de los autores (FORD BRETT, J. et al)
Registros	2000 ft/hr	15 min levantando y bajando registros, y una sola pasada
Tiempo para cortar la roca	Depende del Registro sónico y Peso del lodo.	Aplica el termino energía específica, supone una broca en buenas condiciones, para calcular el tiempo para perforar.

**Fuente:** FORD BRETT, J. et al. Drilling performance assessment process. Tulsa, Oklahoma. 2004.

Para calcular el tiempo tomado para perforar, se debe tener en cuenta el concepto de energía específica; que se refiere al trabajo hecho por unidad de volumen perforado<sup>12</sup>. Se utiliza el concepto mínima energía, que es el mínimo trabajo requerido para cortar cierto volumen del hueco; este concepto fue estudiado por Teale en 1965. Él concluye que la perforación alcanza el máximo desempeño cuando la energía específica se aproxima o es igual al esfuerzo compresivo de la roca.

Para el cálculo de la energía se debe obtener el esfuerzo compresivo de la roca, que es función del esfuerzo no confinado y el peso del lodo<sup>13</sup>. Onyia, en 1988 estudió la relación entre el viaje compresivo sónico y el cálculo dinámico de esfuerzos compresivos de la roca. En la Figura 2 se muestra la relación del esfuerzo de la roca con el tiempo de viaje sónico. Además, plantea una regresión no lineal que relaciona el viaje sónico con los esfuerzos (Ecuación 1), que se muestran a continuación.

**Figura 2 Esfuerzo de la roca vs tiempo de viaje compresivo.**



<sup>12</sup> TEALE R. The concept of specific energy in rock drilling. Great Britain. 1965.

<sup>13</sup> WINTERS W. J. et al. Roller bit model with rock ductility and cone offset. Dallas, Texas. 1987.

Fuente: ONYIA. E.C, Relationships between formation strength, drilling strength, and electric log properties. Houston, Texas. 1988.

$$\delta_{ult} = \frac{1.00}{k_8(\Delta t_c - k_9)^2} + 2.0 \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde,

$\delta_{ult}$  = Fuerza compresiva de la roca kg/cm<sup>3</sup>

$\Delta t_c$  = Tiempo de viaje sónico-  $\mu$ seg/ft

$k_8$  y  $k_9 = 5,15-23,87$

Al obtener esta mínima energía requerida, se logra la máxima velocidad de perforación posible; por esto se asume una broca con cortadores en muy buen estado y el hueco limpio.

El tiempo que toma perforar el intervalo del hueco depende de la potencia aplicada a fondo, el autor de esta metodología plantea un valor de 100 HP en fondo para diámetros de hueco mayor a 8,5" y 60 HP para tamaños menores<sup>14</sup> y del área del hueco del pozo. La eficiencia mecánica para esta metodología no sería de 100% como plantea Teale; el valor es de 80% debido a que el estudio en 1992 Pessier R.C. et al., comprueba la teoría de Teale, esto lo realiza a condiciones hidrostáticas y debido por esta razón se obtiene una eficiencia menor.

Con el cálculo del esfuerzo de la roca, realizado a partir de la ecuación 1 y adicionalmente teniendo en cuenta las condiciones planteadas por los autores FORD BRETT, J. et al, mencionadas anteriormente, se prosigue a calcular la mínima energía específica (Ecuación 2) y la mayor velocidad a la cual se puede perforar la roca, ROP (Ecuación 3). Y así de esta manera calcular el tiempo más óptimo en perforación (Ecuación 4).

---

<sup>14</sup> FORD BRETT, J. et al. Cit.

$$SE \text{ mín} = \frac{\text{volumen del hueco}}{ft} * RS \quad \text{Ecuación 2}$$

$$ROP = \frac{HP * EFF}{SE_{\text{mín}} - WOB * EFF} \quad \text{Ecuación 3}$$

$$\text{Tiempo} = \frac{ft}{ROP} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

$\delta_{ult}$  = Fuerza compresiva de la roca- kg/cm<sup>3</sup>

$\Delta t_c$  = Tiempo de viaje sónico-  $\mu$ seg/ft

$k_8$  y  $k_9$  = 5,15-23,87

RS = Esfuerzo aparente – psi.

ROP = Rate of penetration-ft/hr

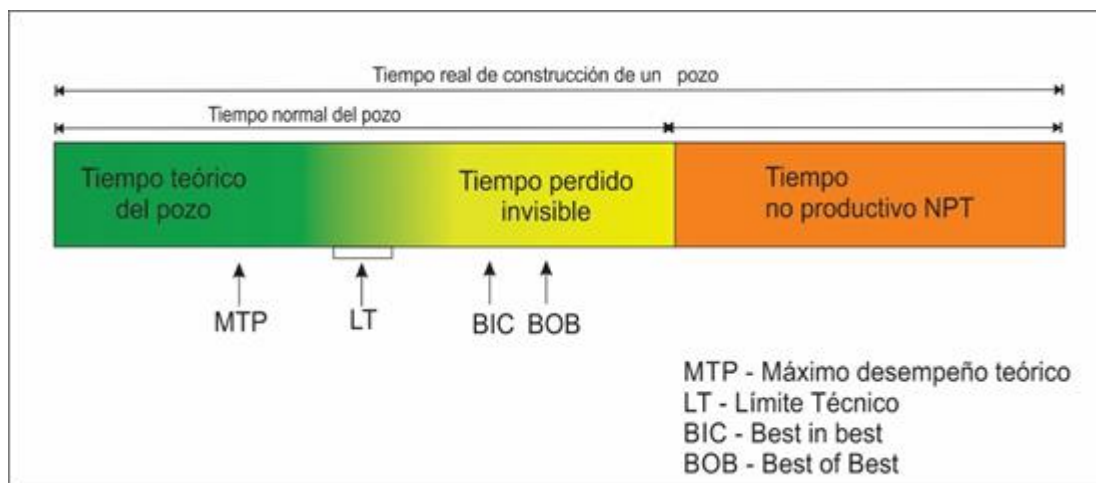
EFF = eficiencia de transmisión del poder destructivo del taladro a la roca.

SE<sub>mín</sub> = Mínima energía específica-

HP = Horse of power- hp

En la Figura 3 se encuentra representados de derecha a izquierda los diferentes tiempos de referencia mencionados anteriormente.

**Figura 3 Tiempos de referencia para identificación de ILT**



**Fuente:** BOND D.F. et al. Applying Technical limit methodology for step challenge in understanding and Performance. New Orleans. 1998

### **3. REVISIÓN DE LA HERRAMIENTA DE ECOJETROL**

La herramienta suministrada por Ecopetrol para la elaboración de las primeras fases de este proyecto de investigación, es un software construido dentro de la empresa a partir del lenguaje C char. Este permite cargar bases de datos que contienen la información de diferentes campañas, las cuales serán estudiadas en este trabajo. En el software ecoAGE®, se tenía cargada la información de los pozos disponibles junto con las fechas concretas en que se inició y finalizó la construcción de cada pozo.

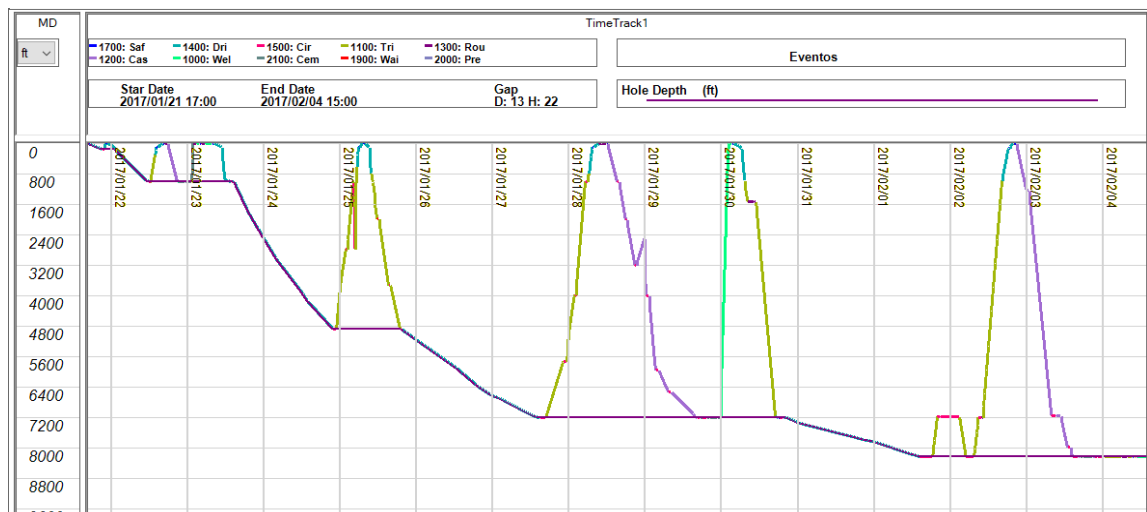
Esta herramienta fue utilizada principalmente para realizar la identificación de eventos generadores de tiempos no productivos (NPT); además de ser aprovechada para revisar las actividades que permiten llevar a cabo la construcción de un pozo, de igual manera aquellas que permiten solucionar los problemas más comunes que se presentan en este campo en específico junto con la duración de cada una de ellas.

Entre las diferentes acciones disponibles dentro de ecoAGE®, el uso fue enfocado principalmente al manejo de dos sub-herramientas (el graficador y las estadísticas onsite) y un archivo de reporte diario de operaciones.

La pestaña de graficador muestra la historia de un pozo en función de la *Profundidad vs. Tiempo*, y además se observa el recorrido realizado por la broca para la construcción de este pozo, como se muestra en la Figura 4. La curva muestra las diferentes actividades realizadas durante la construcción del pozo, cada una señalada con un color específico, con el fin de ser diferenciada y ubicada con mayor

facilidad. Además, arriba de la ventana del gráfico, dentro de los cuatro recuadros, es posible encontrar información de importancia, como por ejemplo las actividades presentadas dentro del pozo con su color asignado, la fecha de inicio y finalización del pozo junto con el intervalo de tiempo mostrado en el gráfico, los eventos identificados dentro de la construcción (NPT) y la recta que identifica la profundidad del pozo.

**Figura 4 Interfaz pestaña de graficador.**



Dentro de la interfaz de la pestaña graficador, es posible revisar con la acción de vista rápida, la información conectada con el archivo de reporte diario de operaciones del pozo. De esta forma es posible asignar, de ser necesario un evento con su respectiva clasificación y duración. El procedimiento inicia al seleccionar con doble clic el punto del grafico en donde se requiere asignar el evento; de esta manera se abre una ventana de asignación de evento que se muestra a detalle en la Figura 5, donde la primera opción presenta un listado de eventos para seleccionar la categoría correspondiente al evento a registrar, este listado puede observarse en detalle en la Figura 6.

**Figura 5 Ventana de asignación de evento.**

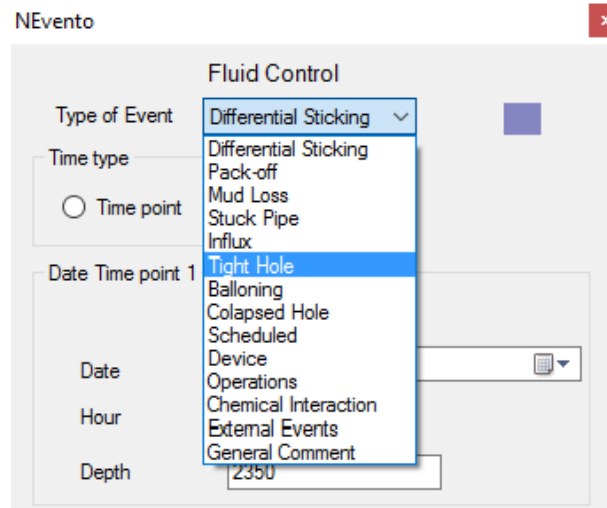
The image shows a software window titled 'NEvento' with a close button in the top right corner. The window is for 'Fluid Control' and contains the following elements:

- Type of Event:** A dropdown menu set to 'Differential Sticking' with a blue square icon to its right.
- Time type:** Two radio buttons: 'Time point' (selected) and 'Time range'.
- Date Time point 1:** A section with an 'Automatic Date' checkbox (unchecked). Below it are three input fields: 'Date' (27/01/2017), 'Hour' (22:15), and 'Depth' (1450).
- Date Time point 2:** A section with an 'Automatic Date' checkbox (unchecked) and a 'Tiempo evento' label. Below it are three input fields: 'Date' (27/01/2017), 'Hour' (22:15), and 'Depth' (1450).
- Event Description:** A large empty text box.
- Cause Generating:** A large empty text box.
- Solution:** A large empty text box.
- Add Event:** A button at the bottom of the window.

Además, se añaden los datos de tipo de evento (puntual o rango), fecha, hora y profundidad del punto inicial y final (en caso de ser un evento con rango de tiempo)

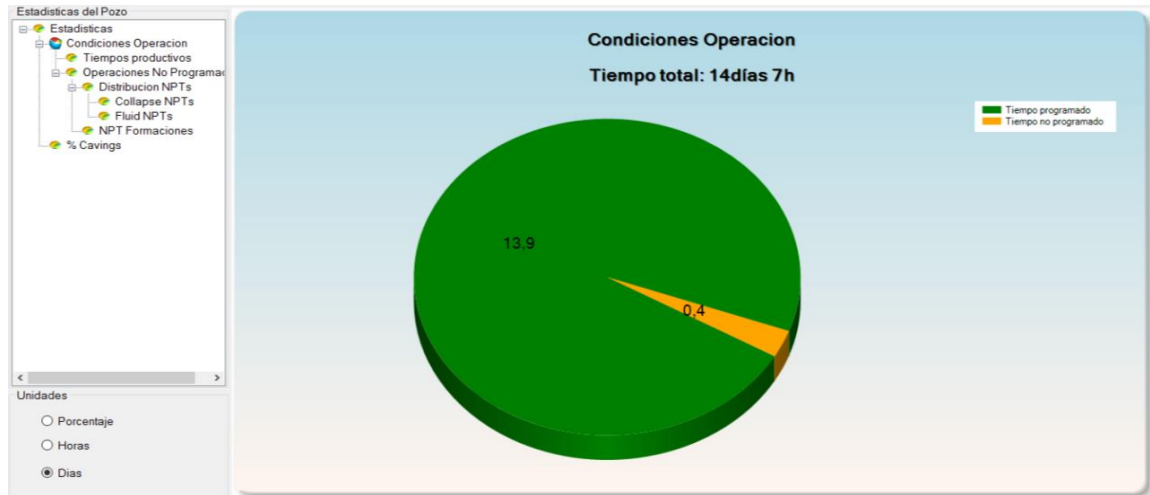
y finalmente, para que la asignación de evento sea asignada correctamente se registran los campos de descripción, causa y solución respectivamente.

**Figura 6 Listado de eventos**



La segunda herramienta que se utiliza para la revisión de tiempos productivos y tiempos no productivos registrados a partir de los eventos asignados para cada pozo es la de estadísticas onsite, representada en la Figura 7. En esta pestaña se encuentra la posibilidad de revisar también de manera gráfica los tiempos ocupados por actividades. Una vez son asignados los eventos dentro de la herramienta de graficador, es posible observar este tiempo acumulado de los eventos como NPT en el grafico estadístico y el tiempo productivo. Existen diferentes opciones para asignar valores (Porcentaje, horas y días).

**Figura 7. Interfaz pestaña estadísticas onsite**



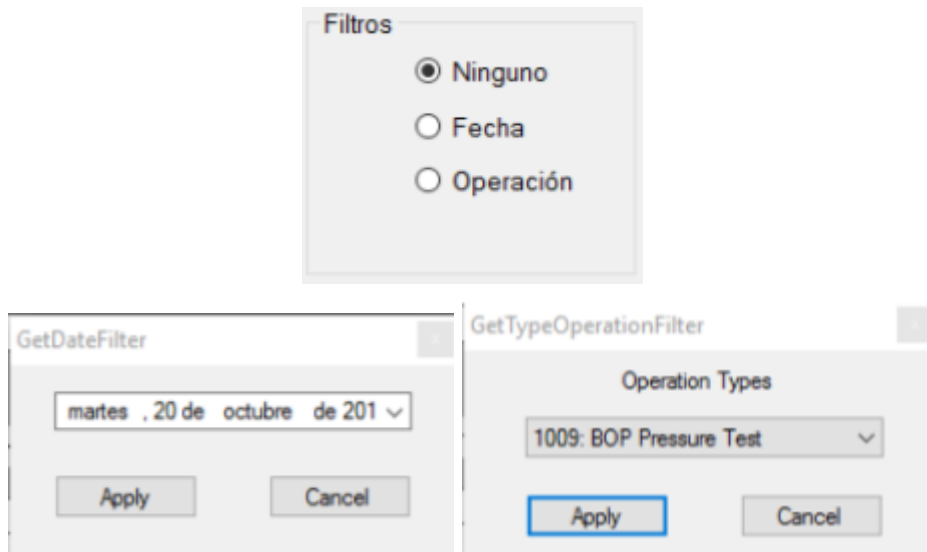
También se encuentra disponible la pestaña que abre el archivo correspondiente al reporte diario de operaciones, mostrado en la Figura 8, este se encuentra organizado como una lista por categorías para cada actividad realizada, donde se muestra el código de la operación, subcódigo de la operación, fecha y hora de inicio de la operación, cada una de estas registradas como actividades con duración mínima de treinta minutos, por último, se encuentra disponible la casilla de descripción, en la cual es posible revisar en detalle notas y especificaciones del trabajo realizado.

**Figura 8 Interfaz de Reporte diario de operaciones.**

<input type="checkbox"/> CÓDIGO DE OPERACIÓN	SUBCÓDIGO DE OPERACIÓN	FECHA	HORA	
<input type="checkbox"/> 1300: Routine Work (DH Maint)	1307: Slip And Cut Drilling Line	sábado . 4 de febrero de 2017	06:30	CORRIÓ Y CORTÓ 130' DE CABLE DE F
<input type="checkbox"/> 1100: Tripping	1116: POOH Work String	sábado . 4 de febrero de 2017	08:00	CONTINUÓ SACANDO HWDP 5 1/2" + S HASTA 275'.
<input type="checkbox"/> 1700: Safety	1706: Simulacrum	sábado . 4 de febrero de 2017	09:30	REALIZÓ PARADA DE SEGURIDAD Y EN EL FIN DE REFORZAR Y RECORDAR AL ACTIVIDADES DE EVACUACIÓN Y PRIM

Dentro de la pestaña de operaciones es posible realizar dos filtros que facilitan la búsqueda en los reportes del pozo, la Figura 9 muestra el recuadro que lleva los filtros por fecha y por operación.

**Figura 9 Filtros disponibles dentro del Reporte diario de operaciones.**

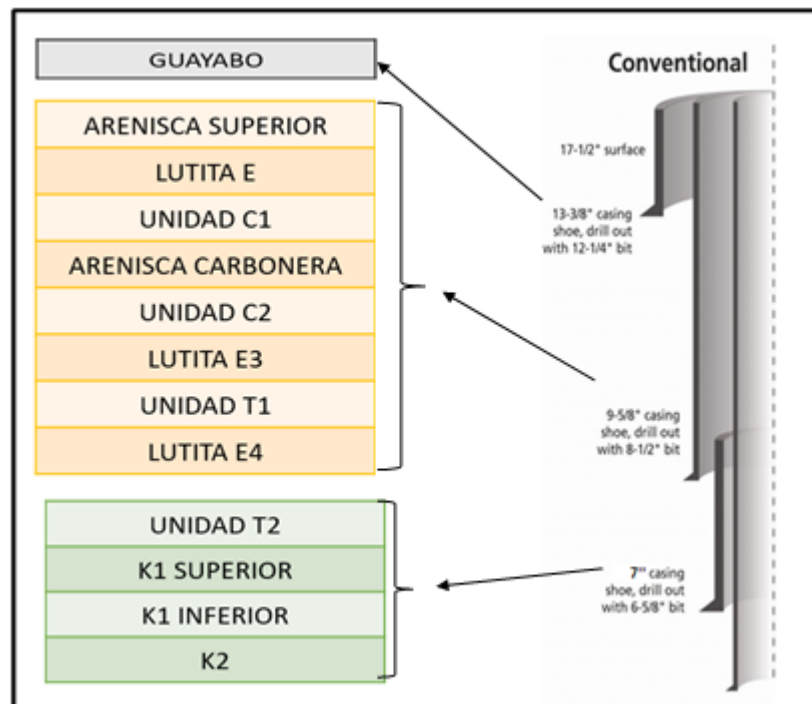


## 4. ESTUDIO DE UN CAMPO DE ECOPETROL

### 4.1 GENERALIDADES DEL CAMPO

El campo es operado directamente por Ecopetrol, tuvo una participación del 13,7% en la producción nacional al año 2016. En la Figura 10, se muestran las formaciones perforadas y la sección a la cual corresponden cada una. Estos son parámetros que se tienen cuenta para correlacionar los pozos.

**Figura 10 Formación y fases principales en el Campo de Ecopetrol.**



**Fuente:** DRILLING CONTRACTOR [en línea] disponible en: <http://www.drillingcontractor.org/using-right-selection-criteria-key-to-successful-slim-well-designs-with-solid-expandables-6398>

La primera formación que aparece en la Figura, es la formación guayabo que corresponde a la fase inicial a perforar de 17 ½”, tiene una profundidad

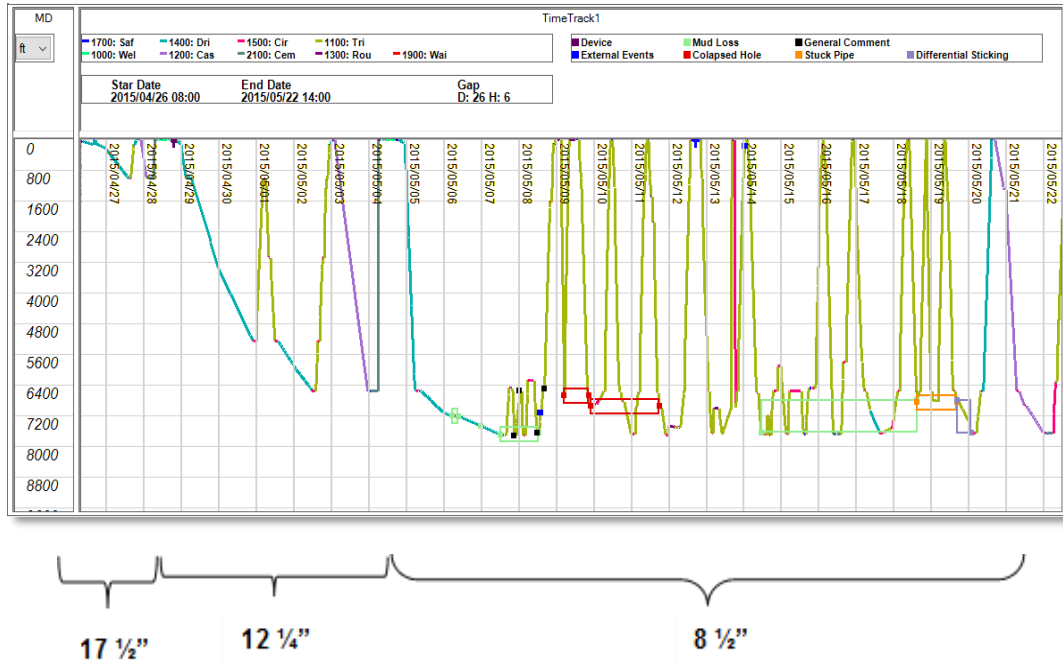
aproximadamente 900-1000 ft desde el tubo conductor, el cual tiene una sección de 40-50 ft. Para esta etapa, en la mayoría de pozos no se tiene una demora significativa en las operaciones, el principal problema que se presenta es el fallo o daño de los equipos y el cese de actividad por tormenta eléctrica.

Las formaciones en amarillo corresponden a la fase de 12 ¼"; en esta, los problemas que se presentan son también por fallas de equipo y en algunos casos problemas de inestabilidad de pozo, como pegas de tubería y pérdidas de circulación. La profundidad alcanzada en esta fase es de 5000-6000 ft. Es la fase más larga de los pozos de Castilla, por ende, requiere el mayor tiempo para su construcción y desarrollo.

La última etapa y tal vez más problemática de los pozos, es la fase que corresponde a las formaciones o bloques T2, K1 superior e inferior y la unidad K2, estas formaciones, especialmente la última, presentan el mayor tiempo perdido, debido a diferentes inconvenientes como lo son las pegas de tubería, pérdidas de circulación, pescas de herramientas; adicionalmente en esta etapa se realizan actividades diferentes a las ejecutadas en las etapas anteriores, como la toma de registros y de muestras. La profundidad de esta fase es aproximadamente de 1000-2000 ft contados a partir del revestimiento anteriormente cementado; corresponde a la fase de 8 ½".

En la Figura 11, se presenta un pozo al azar, en donde se observan las tres fases descritas, definidas por el recorrido realizado por la broca y las líneas de colores que representan las actividades que se llevan a cabo en la construcción de este pozo en particular.

**Figura 11 Reporte de Actividades en pozo de campo de Ecopetrol, ecoAGE®**



#### 4.2 ANÁLISIS DE DATOS CAMPO DE ECOPETROL

Posterior al acercamiento con la herramienta ecoAGE®, se prosiguió a hacer revisión de las operaciones de diferentes pozos perforados en el campo de Ecopetrol, en los cuales, se identificaron eventos generadores de tiempos no productivos o NPT, cómo fueron causados estos y las acciones llevadas a cabo para solucionarlos. Una vez identificados los eventos, la herramienta permite observar estadísticamente el tiempo productivo diferenciándolo del NPT, además de mostrar los eventos clasificados en categorías concretas. Consecutivamente se puede identificar tiempo perdido invisible al enfocar el análisis exclusivamente a los tiempos productivos.

Los pozos que se están analizando son los correspondientes a los perforados en los años 2015 y 2016 y algunos pozos del 2017. Estos son pozos de profundidades

que varían entre 7000-10000 ft, son de diferentes inclinaciones, que varían entre 35° y 90°; estos son factores que se tendrán en cuenta para el análisis.

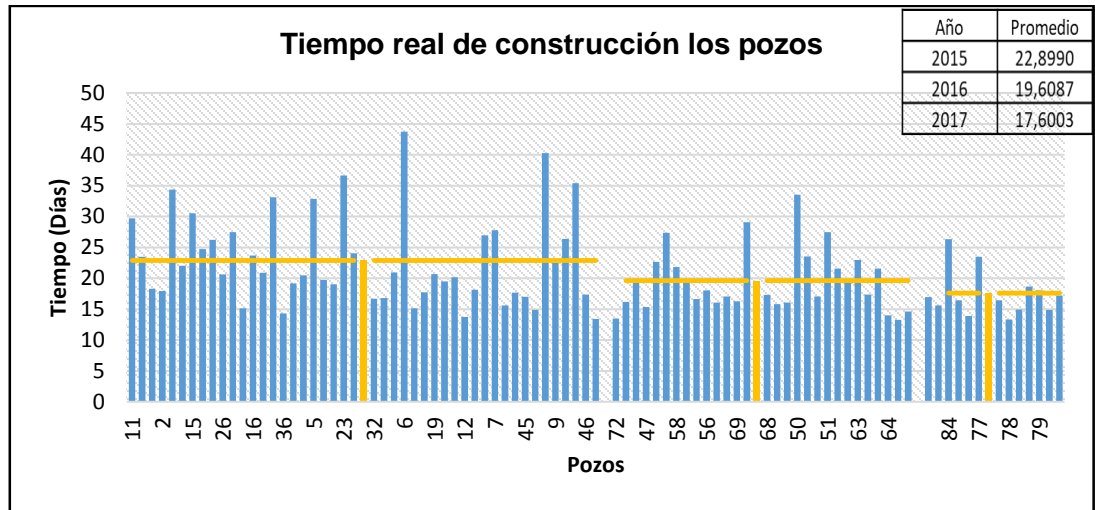
**General:** En esta etapa del trabajo, se tomaron los datos de los pozos que se presentan en ecoAGE®, se cargaron en Excel y se organizaron cronológicamente.

Con estos datos se realizaron los diagramas de barras que se mostrarán a continuación, de los cuales se puede evidenciar el desempeño general de los 46 pozos del año 2015, 29 pozos del año 2016 y 13 pozos del año 2017.

La Figura 12 representa que el tiempo de construcción de pozos total ha ido disminuyendo en el campo de estudio, pasando de un promedio de tiempo de 22,9 días en el año 2015 a 19,6 días para los 2016 y 17,6 días para el 2017, tiempo extra que hubiese significado ahorro en capital para la empresa; los datos completos se presentan en el Anexo A, hoja tiempo real.

La identificación de tiempos empieza desde este punto. En la figura 12 se observan tiempos altos en la construcción de algunos pozos en comparación con otros ubicados en el mismo campo. Sólo con esta figura no es posible especificar lo ocurrido en el proyecto, sin embargo, se evidencia la presencia de tiempo extra en varios de estos.

**Figura 12 Tiempo real de pozos para campo de estudio.**



En los capítulos siguientes, el trabajo a realizar es especificar en qué se ocuparon estos tiempos ya sean productivos o no productivos.

En total se tiene una población de 88 pozos para analizar. Para este estudio se tuvieron en cuenta parámetros como profundidad, inclinación final del pozo (dato que es muy relativo, debido a que no se contaba con el survey total para cada pozo), así mismo sí se habían ejecutado o no registros y el equipo con el que se realizó la perforación y completamiento para cada pozo, es decir, el taladro; estos son parámetros que de una u otra manera retardan los proyectos o en caso de que se presentan las mejores condiciones, ayudan a obtener óptimos valores de tiempo.

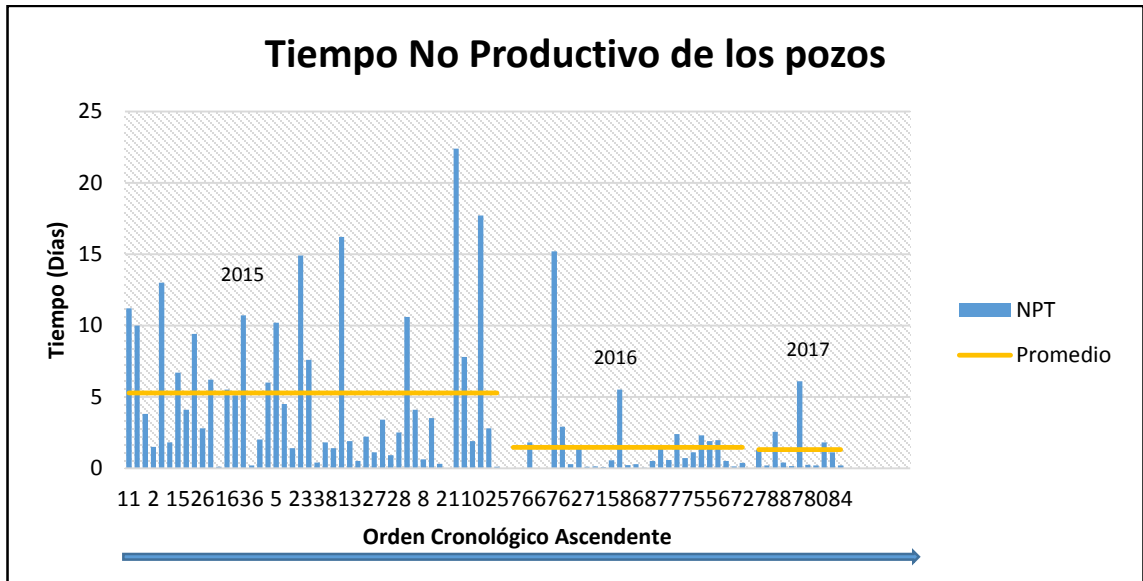
## 5. IDENTIFICACIÓN DE NPT EN EL CAMPO DE ECOPETROL EN ESTUDIO

Durante la identificación de tiempo reportado como no productivo (NPT) en la campaña del campo de Ecopetrol, se observaron diferentes eventos que no permitían que el tiempo programado para muchos pozos se cumpliera a cabalidad. Entre estos eventos se encontraron las pérdidas de circulación, tuberías atascadas, pegas diferenciales, fallas con equipos o herramientas, problemas operativos o eventos externos como complicaciones con las comunidades o incluso tormentas eléctricas como los factores más frecuentes.

Los resultados de estos eventos identificados para la campaña, fueron recopilados y ahora son presentados a continuación como NPT, debido a que no fueron eventos que se programaron con anterioridad ni contribuyeron con el avance en el cronograma de construcción de los pozos.

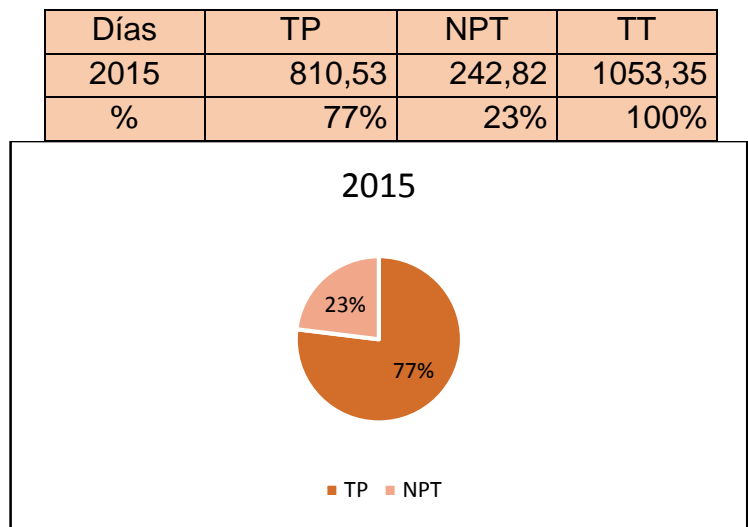
De la identificación de NPT, se pudo determinar que existe una constante mejora dentro de la campaña, durante el año 2015 se presentaron los pozos con los NPT más altos, además de obtener también el mayor promedio de esta medida, luego se dio una mejora durante el año 2016 y finalmente, en los pozos revisados del 2017 se observa el promedio más bajo. Esto se debe en gran parte al aprendizaje obtenido y la realimentación lograda a partir de las experiencias pasadas, como puede observarse en la Figura 13.

**Figura 13. Tiempos no productivos de pozos para el campo de estudio.**



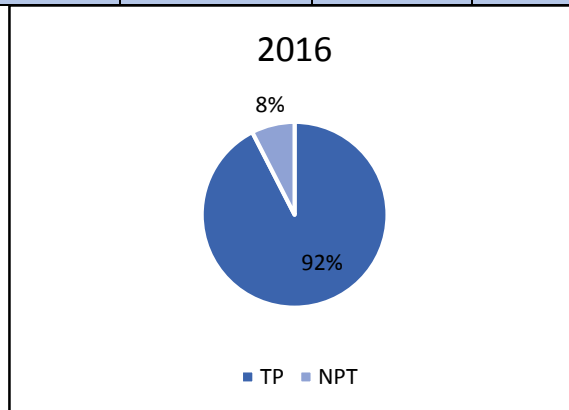
Posteriormente, se logró obtener para cada año los valores totales de tiempo en días, clasificados como productivos y no productivos. En la Figura 14, 15 y 16 se muestra el total de días ocupados en TP (tiempo productivo) y el total de días clasificados como NPT en porcentaje para los años 2015, 2016 y 2017.

**Figura 14. Porcentaje de tiempo no productivo de pozos para campo de estudio durante el año 2015.**



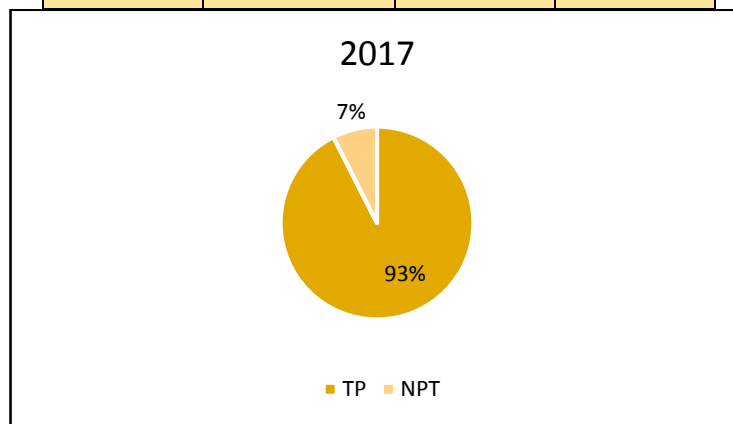
**Figura 15. Porcentaje de tiempo no productivo de pozos para campo de estudio durante el año 2016.**

Días	TP	NPT	TT
2016	522,57	42,61	565,17
%	92%	8%	100%



**Figura 16 Porcentaje de tiempo no productivo de pozos para campo de estudio durante el año 2017.**

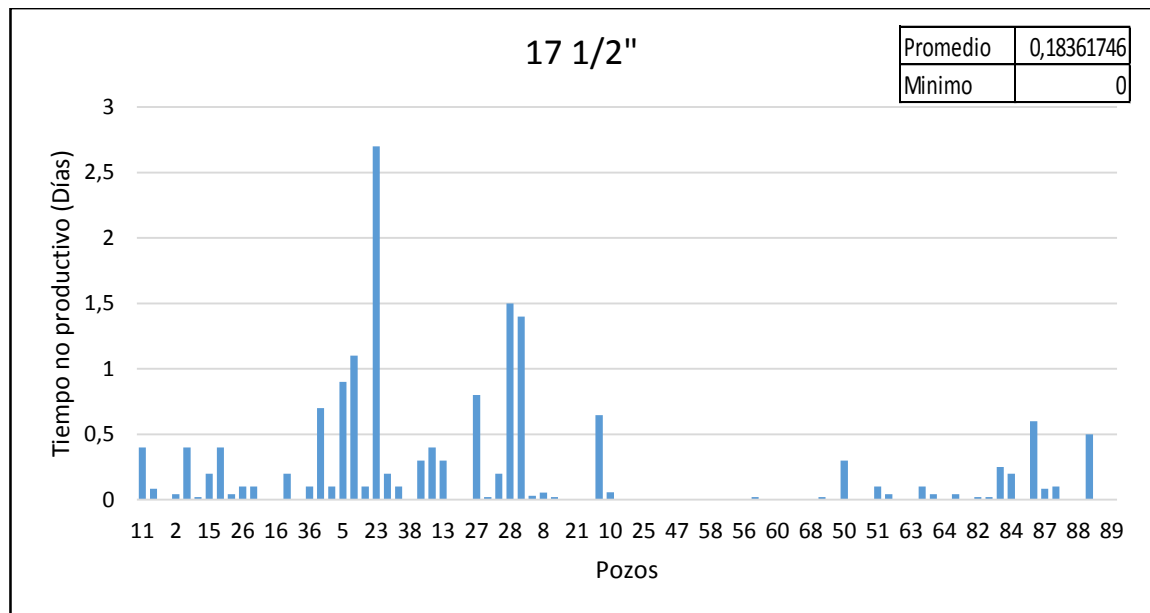
Días	TP	NPT	TT
2017	175,98	14,23	190,21
%	93%	7%	100%



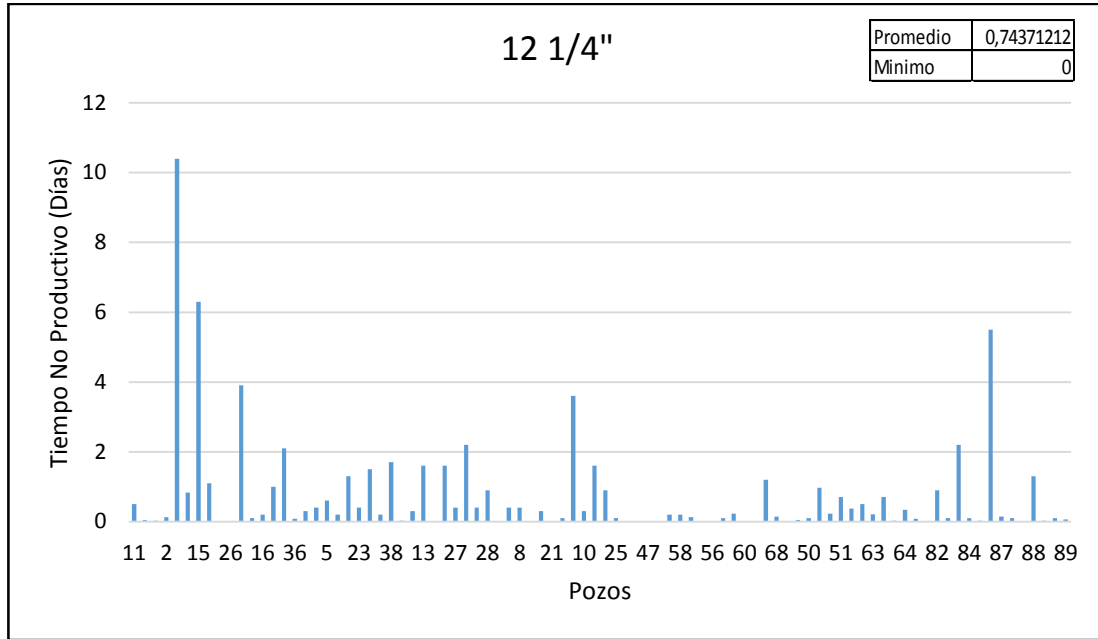
Además, se revisó la duración de la ejecución de las tres fases (17 ½, 12 ¼ y 8 ½) de cada pozo durante los tres años para la campaña. Debido a la duración de cada una de estas fases, y a las actividades ejecutadas durante esta se presentaron

diferentes eventos generadores de NPT. La figura 17, 18 y 19 muestran como fue el resultado obtenido por pozo, en donde la fase inicial de instalación de conductor y perforación de los primeros pies, muestran un NPT promedio menor que el de las fases subsiguientes, mientras que la última fase perforada (8 ½) recoge la mayor cantidad de NPT en promedio.

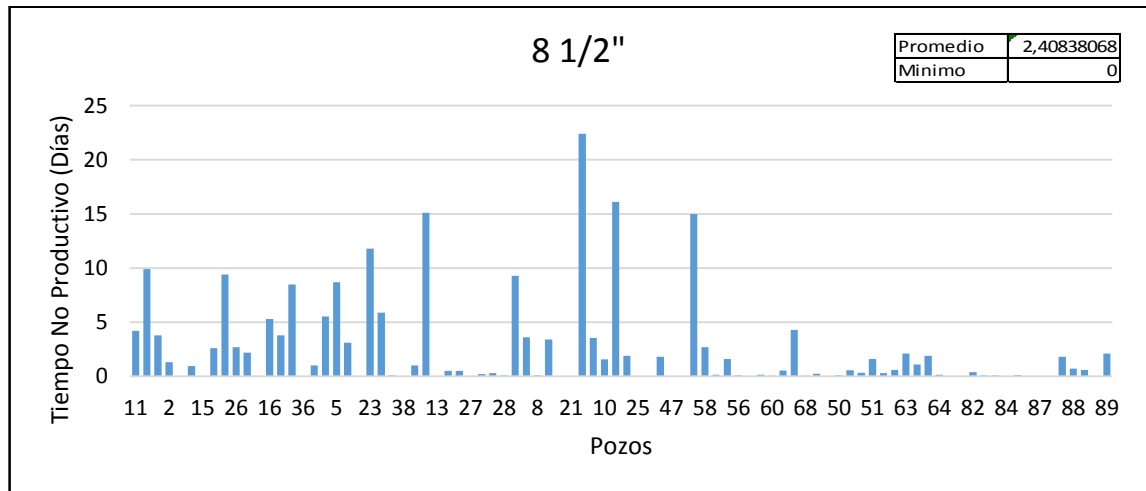
**Figura 17 Tiempo No Productivo para la sección de 17 ½”.**



**Figura 18 Tiempo No Productivo para la sección de 12 1/4".**



**Figura 19. Tiempo No Productivo para la sección de 8 1/2".**



Finalmente, se muestra el desempeño que ha tenido cada taladro dentro de la campaña de construcción de pozos del campo de Ecopetrol durante el 2015, 2016 y 2017 (Tabla 2). Los 18 equipos son clasificados por su desempeño en el manejo de tiempos no productivos, determinado a partir del tiempo ocupado en operaciones clasificadas como NPT y la cantidad de pozos perforados por dichos equipos.

**Tabla 2. NPT presentado en los diferentes taladros de la campaña.**

<b>EQUIPO</b>	<b>Tiempo Productivo (Días)</b>	<b>No. Rig</b>	<b>Promedio Tiempo NO productivo (Días)</b>
<b>A</b>	55.78	4	13.95
<b>B</b>	138.54	8	17.32
<b>C</b>	325	18	18.07
<b>D</b>	94.40	5	18.88
<b>E</b>	33.92	2	16.96
<b>F</b>	14.99	1	14.99
<b>G</b>	17.22	1	17.23
<b>H</b>	45.59	3	15.20
<b>I</b>	66.96	4	16.74
<b>K</b>	16.92	1	16.92
<b>L</b>	22.67	1	22.67
<b>M</b>	58.12	2	29.06
<b>N</b>	96.38	6	16.06
<b>O</b>	121.72	8	15.21
<b>P</b>	120.13	7	17.16
<b>Q</b>	98.41	4	24.60
<b>-</b>	213.86	13	16.45
<b>TOTAL:</b>	1540.83	88	18.08

## 6. IDENTIFICACIÓN DE TIEMPO PRODUCTIVO EN EL CAMPO DE ECOPETROL

En la Figura 19, se ha excluido el tiempo no productivo del tiempo total mostrado en la Figura 11. Un considerado número de pozos se encuentra en un valor igual o mayor al promedio, es decir, el 61,4% (34 pozos, tabla 3) del total de los pozos. Ver Anexos D, Hoja “Tiempo productivo”.

Sí se toman los 17,5 días de la Figura 20 (promedio total de los 88 pozos) como punto de referencia, hay lugar a cuestionar qué pasó con los pozos de la siguiente tabla, debido a que estos valores de tiempo superan el promedio anterior.

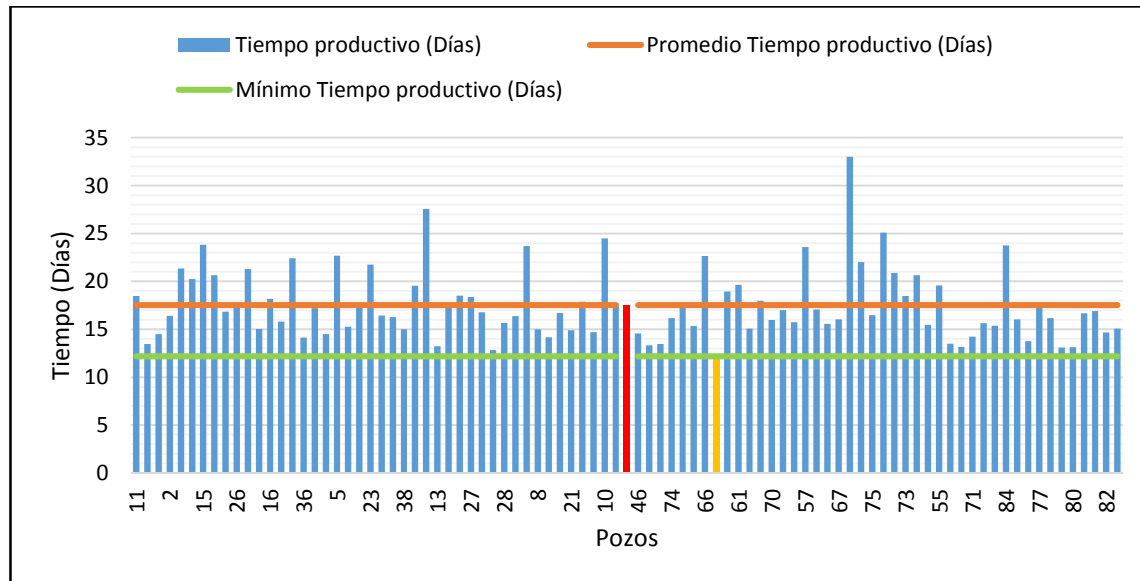
**Tabla 3 Pozos con mayor tiempo productivo al promedio de todos los pozos.**

No. Pozo	Tiempo productivo (Días)	No. Pozo	Tiempo productivo (Días)
11	18,49	33	17,89
14	21,35	10	24,49
3	20,24	30	17,72
15	23,82	55	17,58
45	20,65	67	22,67
26	17,82	59	18,93
35	21,30	62	19,64
16	18,17	57	17,96
43	22,40	58	23,58
5	22,68	51	33,02
31	17,64	54	22,01
23	21,77	52	25,10
42	19,56	63	20,88
6	27,55	75	18,48
19	18,51	64	20,65
27	18,38	56	19,57

No. Pozo	Tiempo productivo (Días)	No. Pozo	Tiempo productivo (Días)
7	23,69	86	23,76

De la Figura 20 se tiene, además, un pozo con un tiempo menor al resto de pozos; el 48 con 12,2 días. Este mínimo valor, podrá usarse como un nuevo tiempo de referencia para medir el desempeño general para el proyecto del campo de estudio. Este análisis se realizará buscando las posibles causas de los mayores y los menores tiempos productivos, contrastándolos con el valor de referencia y encontrando de esta manera, las posibles soluciones, las cuales se tendrán en cuenta a futuro; por este motivo, dependiendo del valor que se tome, aumenta el estándar de desempeño de las experiencias que se aprendan y los nuevos pozos serán dirigidos a tiempos cercanos al valor base que se escoja.

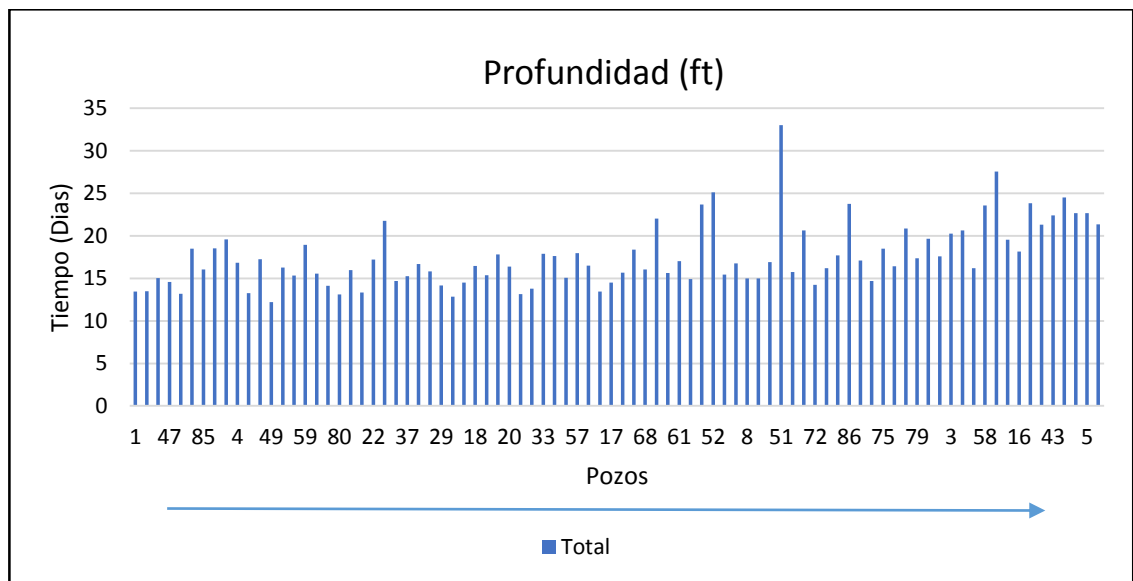
**Figura 20 Tiempo productivo de los pozos para caso de estudio.**



Como se muestra en la tabla 3, hay pozos que tienen tiempos mayores a un tiempo promedio. Ahora se toman en cuenta ciertos factores específicos de los pozos para evidenciar como estos afectan los tiempos de construcción de los mismos. En la

Figura 21 la tendencia del diagrama muestra que a mayor profundidad los pozos tienden a tomar más tiempo en las actividades que se involucran para terminar un proyecto, aunque en algunos pozos no se sigue este parámetro, es decir, se encontraron pozos más someros donde el tiempo productivo fue mayor. Esto puede deberse a las características de las formaciones perforadas. El pozo 48 que tiene el menor tiempo productivo, tiene una profundidad de 7710 ft, significativamente menor al pozo 50 (pozo que tiene el mayor tiempo productivo) con una profundidad de 8540 ft, la diferencia es aproximadamente 830 ft. Es de importancia tener en cuenta este factor de análisis, ya que el tiempo adicional en el pozo 50 se pudo presentar por causa de los pies extra perforados.

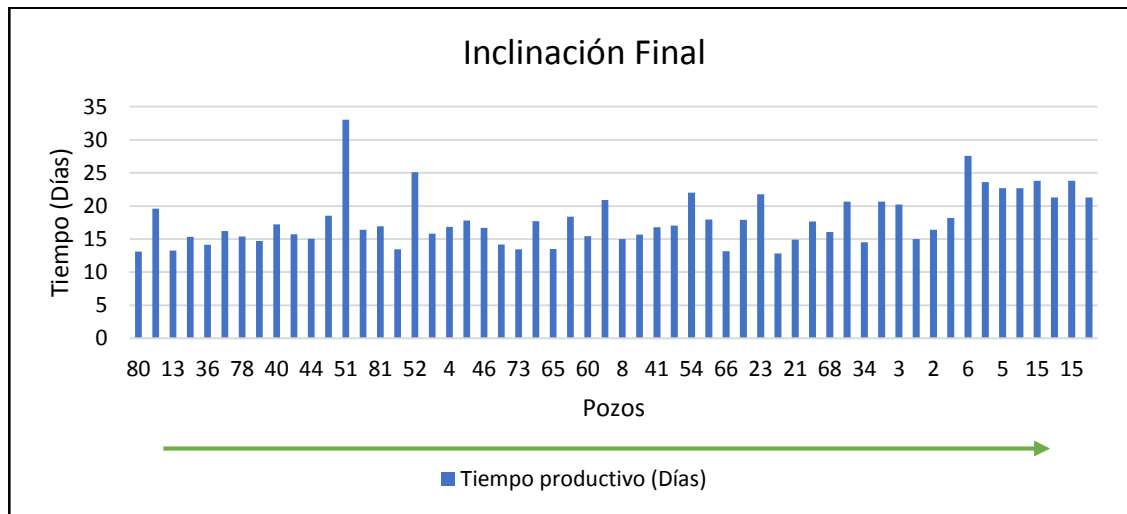
**Figura 21. Diagrama de barras de tiempo productivo para pozos organizados por profundidad.**



Para el factor de inclinación se realizó el mismo diagrama, mostrado en la Figura 22, el análisis en este caso es diferente pues no se tenían los datos suficientes, sin embargo, se puede observar que, a mayor inclinación, los pozos iban aumentando ligeramente la duración de perforación y de las actividades involucradas en la construcción de pozos. La tendencia normal sería que, entre más ángulo de

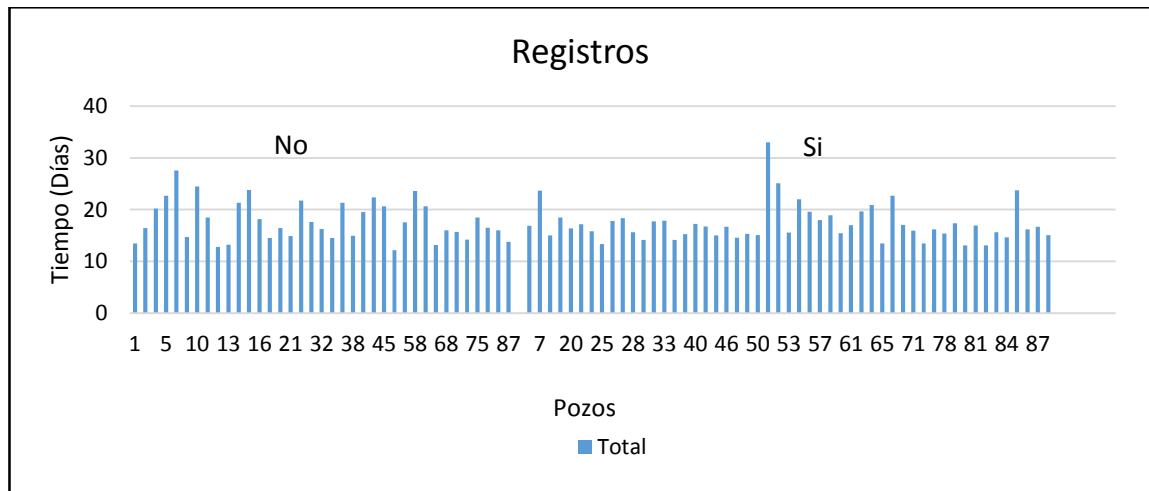
inclinación, los pozos requieran más tiempo y trabajo, no obstante, algunos pozos no siguen esta tendencia; para estos pozos se debe analizar qué ocasiona estos tiempos adicionales.

**Figura 22. Tiempos productivos para pozos organizados por inclinación.**



No hubo corrida de registros para todos los pozos. Este factor debe ser tomado en cuenta debido al tiempo extra que lleva la toma de registros planeada. En muchos de los pozos donde se tomaron registros el tiempo fue mayor, muy probablemente debido al tiempo extra que implican sus tomas; por otra parte, varios pozos donde no se realizaron registros presentan un alto valor de tiempo, que dependerá de cualquier otra actividad. Esto se muestra en la Figura 23.

**Figura 23 Pozos reagrupados con el criterio de sí se realizó o no corrida de registros.**



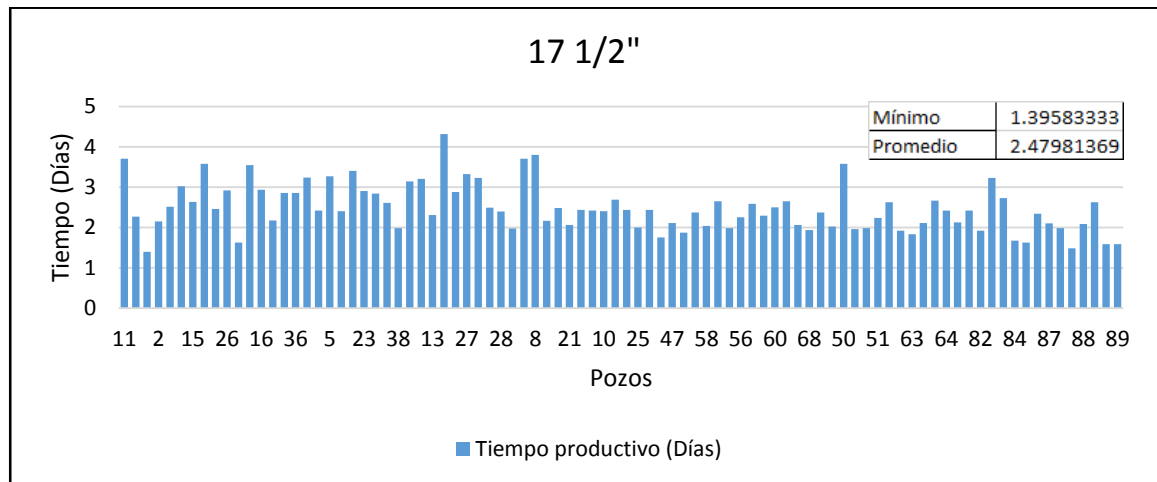
De lo anterior se concluye, que hay gran cantidad de pozos con un buen desempeño en tiempo a comparación de otros, este sería el caso del pozo 48, donde el tiempo productivo del pozo fue de 12,2 días comparado con el pozo 50 que tuvo un tiempo de 33 días; se analizaron los factores que pudieron ocasionar esta diferencia, como la profundidad ( 830 ft de diferencia entre los pozos), sí se realizaron registros, tiempo que podría influenciar en los 11 días en que disciernen ambos pozos; otro punto importante a tener en cuenta es la capacidad de aprendizaje, debido a la retroalimentación que experimenta la empresa; las oportunidades de mejora que tiene Ecopetrol con el estudio de proyectos ya realizados; si estos fueron efectivos o no y también la implementación de nuevas tecnologías que se pudieron aplicar de un pozo a otro.

Este análisis es el punto de inicio para la identificación de tiempo perdido invisible (ILT). Hasta el momento las premisas han sido muy generales ya que se tiene el tiempo productivo total del pozo perforado desde superficie hasta la profundidad de interés. En este punto del proyecto no se ha revisado qué ocurrió, ni en qué actividades de la construcción de los pozos se registran los menores y mayores tiempos. A partir del siguiente análisis se pondrá en evidencia esta información.

En las Figuras 24, 25 y 26 se muestran los tiempos productivos para cada sección en los respectivos pozos del campo de estudio; con el mejor tiempo encontrado para cada fase, se puede crear un pozo ideal que tiene un menor tiempo en comparación de los tiempos mínimo y promedio de la Figura 20.

En la figura 24 se presentan las duraciones de la sección de 17 1/2" para cada pozo. El promedio para la construcción de esta fase es de 2,5 días y en algunos casos, el tiempo de los pozos alcanza a ser aproximadamente el doble del promedio. El mínimo valor de 1,4 días se logra en el pozo 34, aunque este pozo no muestra el mejor desempeño de perforación, según la Figura 20. La sección de 17 1/2" perfora la formación guayabo aproximadamente de 900 a 1000 ft, con un revestimiento de 13 3/8" y es la fase que presenta menos problemas asociados a eventos.

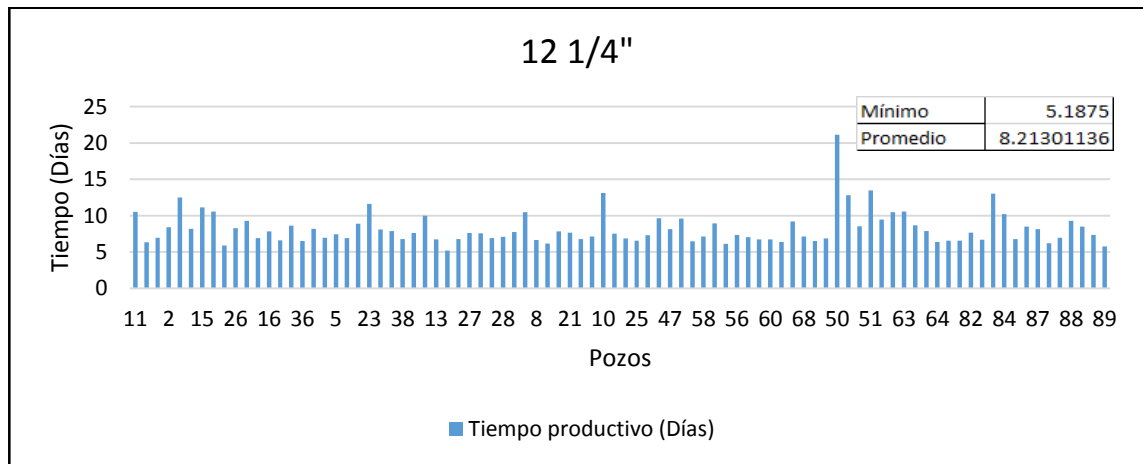
**Figura 24 Tiempo productivo para la sección de 17 1/2".**



En la Figura 25 se muestra los datos de la fase intermedia de 12 1/4", con revestimiento de 9 5/8", el pozo que tardó menos tiempo para esta sección es el 39 con 5,9 días, este dato tampoco corresponde al del pozo que menor tiempo presenta en construcción, mostrado en la figura 20; además, la sección 12 1/4" tiene un promedio de 8,2 días y se caracteriza por la presencia de dificultades en la perforación y duraciones en la construcción de los pozos que pueden llegar a ser

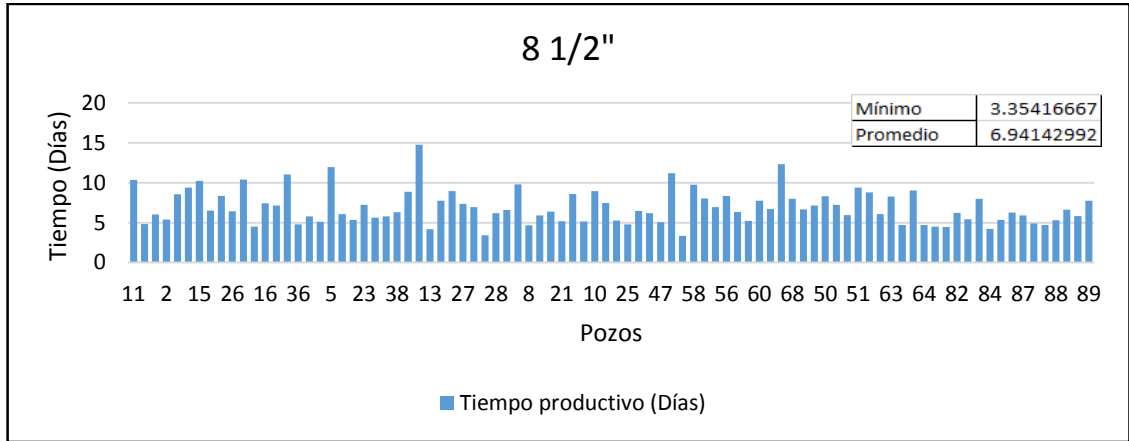
el doble o incluso 5 veces mayor que la duración del pozo que menos tardó en tener esta fase construida, como es el caso del pozo 51 con 21,1 días al pozo base (pozo 39).

**Figura 25 Tiempo productivo para la sección de 12 1/4”.**



La última fase, de 8 1/2”, cementada con un liner de 7”, tiene una profundidad que se extiende entre 1000 y 2000 ft desde el zapato de revestimiento anterior hasta el fondo. Es la fase que mayor tiempo no productivo presenta, además, muestra un alto valor de tiempo productivo con un promedio de 6,9 días, y un valor mínimo de 3,4 días (Pozo 48). En el diagrama de barras de la Figura 26 se exhiben los datos de tiempo productivo para la última fase como se hizo anteriormente para las fases previas.

**Figura 26. Tiempo productivo para la sección de 8 1/2”.**



Con los mejores tiempos para cada fase, es posible construir un pozo ideal (Tabla 4) y, comparándolo con el tiempo del pozo 48 (duración de 12,2 días), el nuevo valor ideal de tiempo productivo total sería de 9,9 días, valor que se encuentra 2,3 días por debajo del pozo 48, el primero que fue tomado como referencia. De ahí cabe cuestionarse lo sucedido con los demás pozos, esto es, qué se hizo de un pozo a otro para obtener esta diferencia de tiempo, qué mejora se llevó a cabo en las actividades y qué causas probables ocasionaron las ineficiencias en el tiempo.

**Tabla 4 Mínimo tiempo productivo por fase para caso de estudio.**

TIEMPO DE POZO TÉORICO	MEJOR TIEMPO PARA CADA SECCIÓN (DÍAS)
SECCIÓN 17 1/2”	1,39
SECCIÓN 12 1/4”	5,19
SECCIÓN 8 1/2”	3,35
TOTAL	9,94

Adicionalmente al análisis general de tiempo ya realizado, se puede observar el desempeño de las compañías de servicios involucradas con el proyecto (Tabla 5),

muchas son las compañías que intervienen, para este caso, únicamente se analizó el desempeño del equipo con el que se trabajó, los taladros.

El taladro que tuvo mejor desempeño en cuanto a tiempo productivo para todos los pozos es el equipo A con un valor promedio de 13,94 días y el de menor desempeño fue el M con 29,0 días.

**Tabla 5 Análisis de tiempo productivo por taladros para el campo de estudio.**

<b>EQUIPO</b>	<b>Tiempo Productivo (Días)</b>	<b>No. RIG</b>	<b>Promedio Tiempo productivo (Días)</b>
<b>A</b>	55,78	4	13,94
<b>B</b>	138,55	8	17,32
<b>C</b>	325	18	18,06
<b>D</b>	94,40	5	18,88
<b>E</b>	33,93	2	16,96
<b>F</b>	14,99	1	14,99
<b>G</b>	17,23	1	17,23
<b>H</b>	45,59	3	15,20
<b>I</b>	66,97	4	16,74
<b>K</b>	16,92	1	16,92
<b>L</b>	22,67	1	22,67
<b>M</b>	58,12	2	29,06
<b>N</b>	96,38	6	16,06
<b>O</b>	121,72	8	15,21
<b>P</b>	120,13	7	17,16
<b>Q</b>	98,41	4	24,60
<b>-</b>	213,86	13	16,45
<b>TOTAL:</b>	1540,83	88	17,51

## 7. IDENTIFICACIÓN DE ILT EN EL CAMPO DE ECOPETROL

El análisis de tiempos perdidos invisibles trata de qué tan eficiente es un pozo respecto a otro y busca establecer un tiempo de referencia para próximos proyectos, a partir de un pozo teórico. El primer paso de dicho análisis fue observar lo que pasó con los pozos ya perforados, para así advertir si la empresa o las compañías de servicio han logrado una mejora en las actividades de perforación, cementación, arme/desarme de BHA, etc. Lo que se busca es determinar el mejor tiempo en el que se podría realizar una actividad, para tomarlo como punto de referencia respecto los demás pozos con características similares. Cabe aclarar que los pozos en estudio están ubicados en la misma zona geológica y se encuentran ampliamente relacionados.

La comparación se hace con el fin de evidenciar posibles ineficiencias al construir un pozo, las cuales pueden deberse al equipo utilizado, personal que trabajó en el proyecto, a toma de decisiones desacertadas, etc. Esta comparación, servirá como valor de referencia para perforaciones a futuro, para lograr pozos más eficientes, sin dejar de lado la seguridad del personal y la integridad del equipo.

El estudio general se hace con el tiempo productivo de cada pozo, posteriormente se elabora un análisis para cada fase, se obtienen valores de tiempo que sirven como puntos de referencia de desempeño, sin embargo, no se identifica detalladamente qué fue lo que estuvo mal o qué se hizo bien, por esta razón es necesario un análisis específico; el cual se realiza haciendo revisión de las actividades más frecuentes llevadas a cabo por la campaña en los últimos tres años, estas se recopilan en una lista por cada fase (Anexo G). En la Figura 27 se muestran 18 actividades seleccionadas para el análisis del proyecto, tomando como criterio el hecho de que son las que representaron la mayor parte del tiempo de construcción

de los pozos (Aproximadamente el 71% del tiempo productivo, Anexo B) además de ser las que se realizan con más frecuencia.

**Figura 27. Actividades con mayor aporte de tiempo productivo para campo de estudio.**



Posterior a la selección de actividades en cada pozo de las campañas, se procede a medir la duración de cada actividad [Hr], junto con la profundidad recorrida por la misma [Ft], estos dos valores son utilizados para evaluar el desempeño por actividad para cada pozo, el cual se obtiene de la relación entre el tiempo que se tarda cada actividad en transitar un pie, [Hr/ft]. En la Tabla 6 se muestran 22 de los 88 pozos ejemplificando la primera actividad de estudio. En el Anexos B y C se encuentran disponibles los parámetros ideal y promedio para todos los pozos.

**Tabla 6 Duración, distancia recorrida y Relación (Tiempo/distancia) por pozo.**

	<b>Armar y bajar BHA Convencional hasta conductor</b>		
<b>Pozo</b>	<b>Duración [hr]</b>	<b>Dist. Recorrida [Ft]</b>	<b>Relación [hr/ft]</b>
<b>1</b>	0,5	44	0,0114
<b>2</b>	0,5	45	0,0111
<b>3</b>	6,5	42	0,1548
<b>4</b>	0,5	45	0,0111
<b>5</b>	1,0	41	0,0244
<b>6</b>	0,5	42	0,0119
<b>7</b>	3,0	50	0,0600
<b>8</b>	1,5	48	0,0313
<b>9</b>	0,5	45	0,0111
<b>10</b>	1,0	50	0,0200
<b>11</b>	1,5	46	0,0326
<b>12</b>	0,5	45	0,0111
<b>13</b>	0,5	46	0,0109
<b>14</b>	1,5	43	0,0349
<b>15</b>	4,0	42	0,0952
<b>16</b>	0,5	42	0,0119
<b>17</b>	0,5	43	0,0116
<b>18</b>	0,5	43	0,0116
<b>19</b>	0,5	43	0,0116
<b>20</b>	0,5	42	0,0119
<b>21</b>	0,5	43	0,0116
<b>22</b>	0,5	41	0,0122

La metodología que se implementa, como se ha mostrado hasta ahora, es tomar los pozos perforados en el campo de estudio y comparar las campañas. De esta manera, se obtienen el menor tiempo y el promedio, como valores de referencia para medir el desempeño de cada proyecto y así determinar el tiempo que hubiese sido posible optimizar. Para un análisis más detallado de las causas reales de tiempos altos, se necesita conocer los equipos y tecnología que utilizó la empresa; conocer el personal para evaluar los tiempos por cuadrilla y medir la eficiencia de

cada una de estas; por diferentes motivos no se dispone de estos datos al momento de realización del trabajo, no obstante, los resultados aquí señalados son de utilidad para manejo interno de Ecopetrol. Este proyecto evidenciará algunas de las actividades que presentan oportunidades de mejora en eficiencia y también dejará recomendaciones para un análisis más completo que la compañía puede realizar.

En la Tabla 7 se muestra la mejor (el mejor menor tiempo en cual se logra una actividad por pie) y la peor relación para las actividades seleccionadas, además contiene los pozos en los que se lograron dichos valores y los taladros utilizados. La mayoría de los pozos que tuvieron mejores relaciones fueron perforados para el 2016-2017, contrario a peores relaciones encontradas en el año 2015, esto puede deberse a lecciones aprendidas en este año y nuevos equipos utilizados para los años posteriores. Los equipos C y O tiene el mejor desempeño según la tabla, así mismo el equipo C presenta, en la mayoría de los casos las peores relaciones; sin embargo, para sacar conclusiones acerca del desempeño de estos equipos se debería hacer un análisis por taladros, el cual requiere de un número significativo de datos con el que en este caso no se cuenta, como por ejemplo la tecnología de los taladros y la integridad de los equipos.

**Tabla 7 Mejores tiempos por actividades para la campaña del campo de estudio.**

Fase	Actividad	Menor Relación [Hr/Ft]	Pozo	Taladro	Mayor relación [Hr/FT]	Pozo	Taladro
17 1/2"	Armar y bajar BHA Convencional hasta conductor	0,0104	50-52	M, N	0,3333	84	C
	Perforar formación Guayabo	0,0130	74	H	0,0885	76	-
	Sacar BHA Convencional	0,0026	41	D	0,0401	7	Q
	Armar y bajar BHA Direccional	0,0077	5	Q	0,0818	4	I

Fase	Actividad	Menor Relación [Hr/Ft]	Pozo	Taladro	Mayor relación [Hr/FT]	Pozo	Taladro
	Perforar formación Guayabo	0,0082	35	-	0,0327	22	B
	Sacar BHA Direccional	0,0024	4	I	0,0255	23	B
	Corrida de RVTO	0,0025	80	O	0,0095	86	P
<b>12 1/4"</b>	Armar y bajar BHA	0,0030	88	-	0,0104	55	C
	Perforar Formación	0,0060	80	O	0,0183	15	C
	Viaje Corto	0,0006	52	N	0,0061	11	C
	Perforar Formación	0,0133	34	-	0,0419	51	M
	Sacar BHA	0,0012	49	-	0,0068	53	N
	Corrida de RVTO	0,0017	54	C	0,0142	10	Q
<b>8 1/2"</b>	Bajar BHA	0,0009	59	-	0,0046	58	P
	Perforar Formación	0,0184	16	C	0,0711	55	C
	Viaje Corto	0,0006	84	C	0,0121	39	I
	Sacar Tubería	0,0008	6	Q	0,0033	2	I
	Corrida de RVTO	0,0015	82	O	0,0075	52	D

Todos los datos de los parámetros escogidas para evaluar el desempeño se encuentran en la tabla adjunta en los Anexos B y C. Esta está dividida en fases, a su vez en actividades. Para la primera sección que corresponde a 17 ½", corresponden las actividades de la Tabla 7. La primera actividad a tener en cuenta es Armar y bajar el BHA convencional hasta el tubo conductor, llamando la atención que respecto del pozo 50, fue el pozo con mayor tiempo productivo (Figura 20), no obstante, fue uno de los más eficientes en cuanto a esta actividad. El pozo 84 es el pozo con mayor relación (0,33 hr/ft), debido a que tardó 12 horas para llegar a los 42 pies. Luego de llegar a la profundidad del tubo conductor, se perforaron entre 130-250 ft de la formación guayabo con BHA convencional; en esta actividad se encontró que el pozo 74 obtuvo la menor relación (0,013 hr/ft), además de un tiempo productivo por debajo del promedio y un valor bajo o nulo de NPT; ahora para esta misma actividad, la mayor relación se da en el pozo 76, que una diferencia de profundidad de 5 ft respecto del pozo anterior. El tiempo extra pudo deberse a la inestabilidad de la formación, a alguna ineficiencia por parte de la cuadrilla encargada de la operación o probablemente debido a que no se utilizó una

herramienta que facilitara o disminuyera las dificultades al perforar. Posteriormente se saca el BHA convencional y se cambia por un BHA direccional, aquí la menor relación es de 0,00262 hr/ft y se logra en el pozo 41, el mayor valor se obtiene en el pozo 7, el cual tomó 7 horas en realizar esta actividad, mientras que en la mayoría de los pozos esta actividad tomó 1 hora. Luego se arma y baja el BHA direccional para perforar nuevamente la formación guayabo, que se realiza eficientemente para el pozo 5, normalmente esta operación toma entre 3 - 4 horas, este pozo tomó una hora, contrario al pozo 4 que tomo 14 horas, la diferencia de profundidad de estos pozos es de 30 pies, posiblemente el tiempo extra se deba a la mala integridad del hueco o malas prácticas de las cuadrillas. Después se realiza una perforación que llega a los 1000 ft, el pozo en el que se realizó mejor esta actividad fue el 35, caso contrario al pozo 22 donde se requirió más tiempo para perforar una profundidad menor. Seguidamente se saca el BHA y desarma para luego bajar el revestimiento, en esta actividad el que menor relación tuvo fue el pozo 4, comparado con el 23 que ocupa un mayor tiempo para una menor profundidad, en los datos de perforación de este pozo hubo una alta relación, probablemente se presentó dificultad para perforar en esta sección debido a la geología, para este caso se debieron tomar medidas al respecto para evitar el tiempo extra que se tomó en subir el BHA. El último ítem de esta sección es la corrida de revestimiento, que presento mayor eficiencia en el pozo 80 y menor el pozo 85.

En la sección de 12 ½" se consideraron menos actividades, para las dos primeras actividades se realizó el mismo análisis que la fase anterior, la actividad diferente que se toma en cuenta es un viaje corto programado, que en la mayoría de los pozos se realiza hasta el revestimiento anterior, sin embargo, en algunos pozos el viaje se hace hasta superficie. Este viaje se hace a una profundidad de 5000-5500 ft, en la formación C2, en esta actividad se midió el tiempo que tardaba en subir y bajar el BHA a la profundidad específica para esta actividad; el pozo 88 obtuvo la menor relación mientras que el pozo 11 la mayor, posiblemente debido a las condiciones del pozo, las cuales pudieron no haber sido las mejores, también existe

la posibilidad de una ejecución inadecuada de las actividades. Las últimas dos actividades se analizan también, como se hizo en la fase de 17 ½”.

Para la sección de 8 ¼” se consideran las mismas actividades (armar y bajar BHA, perforar, subir el BHA y correr el revestimiento); adicionalmente se realiza un viaje corto final antes de subir el BHA, el cual no lleva a cabo en todos los pozos. Para esta fase se perforan entre 1000-2000 ft y empieza desde el revestimiento de la sección anterior. La relación más pequeña se logra en el pozo 84 y la mayor en el pozo 39.

Lo anterior se hizo para cada actividad, posiblemente las diferencias de tiempo se deben a calidades del hueco, las practicas implementadas por el personal, la manera en la que cada cuadrilla realiza una actividad, incluso la experiencia de la zona o el conocimiento de los equipos pueden ser factores que influyan en los resultados finales. Así mismo la falta de equipos o métodos eficaces para solventar las dificultades que se presentan en formaciones problemáticas, la falta de planeación a priori de las posibles demoras en los proyectos, sin conocer experiencias de otros pozos pudieron haber afectado los tiempos; todas estas actividades se pueden estudiar y así determinar la eficiencia para cada uno de ellos.

Las anteriores hipótesis que se plantearon para cada actividad deberán ser estudiadas independientemente, a partir de los valores de referencia para medir ILT. Este proyecto se enfoca en identificar estos tiempos, a partir de datos que se tienen de diferentes pozos y establecer un target que sirva como referencia para pozos futuros.

Para medir ILT por actividades se empezó por elegir el tiempo target; el primer escenario que se planteó fue utilizando la mínima relación, como se muestra en la siguiente Tabla 8.

**Tabla 8 Identificación tiempo perdido invisible ILT a partir de la relación mínima.**

No. Pozo	Tiempo Real [hr]	Dist. Recorrida [Ft]	Relación Mínima [hr/Ft]	Tiempo ideal [hr]	ILT [hr]	% ILT
1	0,5	44	0,0104	0,4583	0,0417	8,3%
2	0,5	45	0,0104	0,4688	0,0312	6,3%
3	6,5	42	0,0104	0,4375	6,0625	93,3%
4	0,5	45	0,0104	0,4688	0,0312	6,3%
5	1	41	0,0104	0,4271	0,5729	57,3%
6	0,5	42	0,0104	0,4375	0,0625	12,5%
7	3	50	0,0104	0,5208	2,4792	82,6%
8	1,5	48	0,0104	0,5	1	66,7%
9	0,5	45	0,0104	0,4688	0,0312	6,3%
10	1	50	0,0104	0,5208	0,4792	47,9%
11	1,5	46	0,0104	0,4792	1,0208	68,1%
12	0,5	45	0,0104	0,4688	0,0312	6,3%
13	0,5	46	0,0104	0,4792	0,0208	4,2%
14	1,5	43	0,0104	0,4479	1,0520	70,1%
15	4	42	0,0104	0,4375	3,5625	89,1%

En la Tabla 8 se muestra un ejemplo realizado para una actividad, que es la corrida de revestimiento hasta el tubo conductor para los primeros 15 pozos de la campaña del 2015, junto la profundidad respectiva para cada una de ellas, el tiempo que tardó en desarrollarse y la relación mínima para dicha actividad[hr/ft].

El tiempo ideal se obtuvo a partir de los valores mínimos de relación para cada parámetro (Tabla 8) y la distancia recorrida en la actividad analizada, así:

$$Tiempo\ ideal = 0,0104 \frac{hr}{ft} * 50\ ft = 0,5208\ hrs$$

El tiempo perdido invisible es la diferencia entre el tiempo real para cada actividad y el tiempo ideal obtenido,

$$ILT = \text{Tiempo real} - \text{Tiempo ideal} = 1 - 0,5208 = 0,4792 \text{ hrs}$$

Este valor no es representativo si se analiza uno a uno, lo es cuando se suman los tiempos de todas las actividades de todos los pozos.

La comparación para cada pozo se hizo con el tiempo real y el tiempo que se hubiese podido conseguir, si se hubiesen alcanzado las condiciones óptimas que se obtuvieron en el mejor de los casos (tiempo ideal). Esta comparación es válida ya que se toma el mismo pozo, comparado con su ideal, por ende, tendrán las mismas características, profundidad, inclinación, azimut etc.

En la Tabla 9 se recopilan las dos condiciones de tiempo, real e ideal. En la Figura 28 se presenta el estado mecánico del pozo y se evidencia de manera más clara la diferencia de estos tiempos para cada actividad. Los datos para todos los pozos se encuentran en el Anexo B.

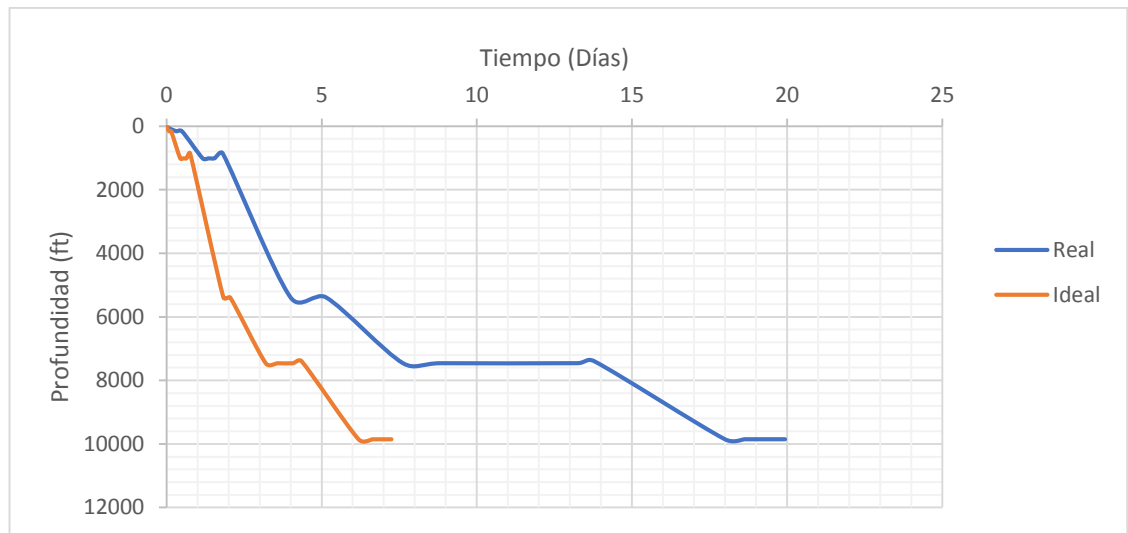
**Tabla 9 Comparación tiempo ideal mínimo y tiempo real a partir de la relación mínima, pozo 10.**

	Condiciones Reales		Condiciones Ideales	
	Tiempo Acumulado Real (Días)	Profundidad (ft)	Tiempo Acumulado Ideal (Días)	Profundidad (ft)
Armar y bajar BHA Convencional hasta conductor	0	0	0	0
	0,0417	50	0,0217	50
Perforar formación Guayabo	0,3125	162	0,0826	162
Sacar BHA Convencional	0,3333	162	0,1002	162
Armar y bajar BHA Direccional	0,5000	162	0,1522	162

	Condiciones Reales		Condiciones Ideales	
	Tiempo Acumulado Real (Días)	Profundidad (ft)	Tiempo Acumulado Ideal (Días)	Profundidad (ft)
Perforar formación Guayabo	1,1667	1014	0,4431	1014
Sacar BHA Direccional	1,3542	1014	0,5462	1014
Corrida de RVTO	1,5625	1008	0,6529	1008
Armar y bajar BHA	1,8125	858	0,7616	858
Perforar Formación	4,0000	5389	1,8352	5389
Viaje Corto	5,1458	5389	2,0537	5389
Perforar Formación	7,6250	7458	3,2005	7458
Sacar BHA	8,8333	7458	3,5713	7458
Corrida de RVTO	13,2500	7457	4,0909	7457
Bajar BHA	13,7917	7397	4,3582	7397
Perforar Formación	18,0000	9850	6,1931	9850
Sacar Tubería	18,6458	9850	6,6464	9850
Corrida de RVTO	19,9375	9850	7,2524	9850

La Figura 28 se realizó tomando la menor relación de hr/ft, sin embargo, seleccionar como referencia un valor de relación tan bajo impone un reto bastante alto para cumplir dentro de la compañía. Aunque este sería un objetivo al que apuntarían todas las empresas, se debe tener en cuenta que es un trabajo de equipo, que hay recurso humano que participa en cada actividad y que además no se cuenta con las mismas herramientas para la realización de todos los pozos. Por eso se debe hablar de un valor más real, más alcanzable y que requiera igualmente el mejor desempeño para obtener mejores tiempos, que a su vez traerá consigo beneficios económicos, el cual es el fin de las empresas en general. De igual manera llegar a este valor se debería lograr sin comprometer el bienestar del personal, buscando alcanzar objetivos altos y exigentes.

**Figura 28 Profundidad vs Tiempo ideal y real relacionada a la Tabla 9, pozo 10.**



En el siguiente escenario de estudio se utilizó el valor promedio de tiempo (Tabla 10), que es el punto en el cual la mayoría de las actividades de los pozos tienden al mismo desempeño, en el Anexo E, se muestran los histogramas que contienen el target por actividades y a la derecha de la línea base es el tiempo/distancia que hubiese sido posible reducir para los 3 años en las campañas.

**Tabla 10 Target para las actividades asignadas, valor promedio.**

Fase	Actividad	TARGET/PROM [hr/ft]
<b>17 1/2"</b>	Armar y bajar BHA Convencional hasta conductor	0.0244
	Perforar formación Guayabo	0.0423
	Sacar BHA Convencional	0.0066
	Armar y bajar BHA Direccional	0.0225
	Perforar formación Guayabo	0.0168
	Sacar BHA Direccional	0.0044
	Corrida de RVTO	0.0093
<b>12 1/4"</b>	Armar y bajar BHA	0.0061
	Perforar Formación	0.0103
	Viaje Corto	0.0024
	Perforar Formación	0.0226
	Sacar BHA	0.0026
	Corrida de RVTO	0.0046

<b>Fase</b>	<b>Actividad</b>	<b>TARGET/PROM [hr/ft]</b>
<b>8 1/2"</b>	Bajar BHA	0.0019
	Perforar Formación	0.0372
	Viaje Corto	0.0028
	Sacar Tubería	0.0013
	Corrida de RVTO	0.0027

El procedimiento anterior llevado a cabo con la relación mínima, ahora se realiza para el target promedio. Con esta nueva referencia se tienen valores de tiempo menos ideales, que se obtendrían alcanzando las condiciones óptimas promedio como se muestra en la tabla 11, Columna Tiempo invisible real.

**Tabla 11 Identificación de ILT a partir de un target promedio hr/ft.**

<b>Armar y bajar BHA Convencional hasta conductor</b>								
<b>Pozo</b>	<b>Duración [Hr]</b>	<b>Dist. Recorrida [Ft]</b>	<b>Relación [Hr/Ft]</b>	<b>Tiempo Invisible Parcial [hr]</b>	<b>Tiempo invisible real [hr]</b>	<b>Target [hr]</b>	<b>Porcentaje invisible</b>	<b>Tiempo Parcial [hr]</b>
1	0.5	44	0.0244	-0.5757	0.0000	0.5000	0%	1.0757
2	0.5	45	0.0244	-0.6001	0.0000	0.5000	0%	1.1001
3	6.5	42	0.0244	5.4732	5.4732	1.0268	84%	1.0268
4	0.5	45	0.0244	-0.6001	0.0000	0.5000	0%	1.1001
5	1.0	41	0.0244	-0.0023	0.0000	1.0000	0%	1.0023
6	0.5	42	0.0244	-0.5268	0.0000	0.5000	0%	1.0268
7	3.0	50	0.0244	1.7777	1.7777	1.2223	59%	1.2223
8	1.5	48	0.0244	0.3265	0.3265	1.1735	22%	1.1735
9	0.5	45	0.0244	-0.6001	0.0000	0.5000	0%	1.1001
10	1.0	50	0.0244	-0.2223	0.0000	1.0000	0%	1.2223
11	1.5	46	0.0244	0.3754	0.3754	1.1246	25%	1.1246
12	0.5	45	0.0244	-0.6001	0.0000	0.5000	0%	1.1001
13	0.5	46	0.0244	-0.6246	0.0000	0.5000	0%	1.1246
14	1.5	43	0.0244	0.4488	0.4488	1.0512	30%	1.0512
15	4.0	42	0.0244	2.9732	2.9732	1.0268	74%	1.0268
16	0.5	42	0.0244	-0.5268	0.0000	0.5000	0%	1.0268
17	0.5	43	0.0244	-0.5512	0.0000	0.5000	0%	1.0512
18	0.5	43	0.0244	-0.5512	0.0000	0.5000	0%	1.0512
19	0.5	43	0.0244	-0.5512	0.0000	0.5000	0%	1.0512
20	0.5	42	0.0244	-0.5268	0.0000	0.5000	0%	1.0268
21	0.5	43	0.0244	-0.5512	0.0000	0.5000	0%	1.0512

<b>Armar y bajar BHA Convencional hasta conductor</b>								
<b>Pozo</b>	<b>Duración [Hr]</b>	<b>Dist. Recorrida [Ft]</b>	<b>Relación [Hr/Ft]</b>	<b>Tiempo Invisible Parcial [hr]</b>	<b>Tiempo invisible real [hr]</b>	<b>Target [hr]</b>	<b>Porcentaje invisible</b>	<b>Tiempo Parcial [hr]</b>
22	0.5	41	0.0244	-0.5023	0.0000	0.5000	0%	1.0023

La última columna a la derecha de la Tabla 11 corresponde a lo que sería el mejor tiempo, que en muchos casos es mayor al tiempo de la primera columna de la gráfica (tiempo real que demora cada pozo en armar y bajar BHA hasta el tubo conductor), pues la relación promedio se encuentra por encima de estas relaciones con mejor desempeño. Debido a esto, en la columna “invisible parcial” se observan valores negativos de ILT, razón por la cual en la columna “Target”, con el fin de evitarlos, se asigna el tiempo real, cuando el tiempo obtenido con el punto de referencia (promedio) es mayor, en razón a que el pozo en estudio obtuvo un mejor desempeño.

A continuación, se muestra el ejemplo del pozo 10 a condiciones promedio (Figura 29) y se puede notar que la disminución de tiempo no sería de 12 días, sino de 5-6 días aproximadamente.

**Figura 29 Profundidad vs Tiempo ideal y real a partir de la relación promedio, para el pozo 10.**



En la Tabla 12 se condensan los datos de tiempo productivo por actividades para el pozo 10. Este mismo procedimiento se llevó a cabo para 44 pozos (Anexo F) que fueron escogidos por presentar un ILT mayor a 1 Día (Gráfica 22, Casilla ILT, valores

en rojo). En el caso de la Figura 19, para todas las actividades los valores de ILT son altos y representativos comparados con el tiempo ideal, contrario a lo que se muestra en la Figura 18, donde este valor de ILT es menor usando la referencia promedio, que es la menos ideal, y en algunos casos es aproximadamente 0. Así mismo en el caso de este pozo hay actividades que requieren mayor atención debido a que la diferencia entre el tiempo real y el ideal es muy notoria.

**Tabla 12 Comparación tiempo ideal mínimo y tiempo real, pozo 10**

	Real		Ideal	
	Tiempo Real (Días)	Profundidad (ft)	Tiempo Ideal (Días)	Profundidad (ft)
Armar y bajar BHA Convencional hasta conductor	0	0	0	0
	0,0417	50	0,0417	50
Perforar formación Guayabo	0,3125	162	0,2388	162
Sacar BHA Convencional	0,3333	162	0,2597	162
Armar y bajar BHA Direccional	0,5000	162	0,4115	162
Perforar formación Guayabo	1,1667	1014	1,0093	1014
Sacar BHA Direccional	1,3542	1014	1,1941	1014
Corrida de RVTO	1,5625	1008	1,3915	1008
Armar y bajar BHA	1,8125	858	1,6093	858
Perforar Formación	4,0000	5389	3,4443	5389
Viaje Corto	5,1458	5389	4,3080	5389
Perforar Formación	7,6250	7458	6,2569	7458
Sacar BHA	8,8333	7458	7,0748	7458
Corrida de RVTO	13,2500	7457	8,4928	7457
Bajar BHA	13,7917	7397	9,0344	7397
Perforar Formación	18,0000	9859	12,7352	9859

	<b>Real</b>		<b>Ideal</b>	
	Tiempo Real (Días)	Profundidad (ft)	Tiempo Ideal (Días)	Profundidad (ft)
Viaje Corto	18,0000	9859	12,7352	9859
Sacar Tubería	18,6458	9859	13,2746	9859
Corrida de RVTO	19,9375	9850	14,3781	9850

Para obtener la totalidad de los datos, se hizo el anterior análisis con el target promedio y se consolidó en la gráfica Tabla 13, en la que se muestran los nuevos tiempos que se podrían lograr para cada fase en el respectivo pozo, obteniendo así el posible ILT por pozo.

**Tabla 13 Distribución de tiempo por fases, Tiempo Parcial, ideal e invisible.**

Pozo	Fase 17 1/2"	Fase 12 1/4"	Fase 8 1/2"	Tiempo Parcial [días]	Tiempo Parcial [hr]	Tiempo Ideal [días]	Tiempo Ideal [hr]	ILT [hr]	Tiempo productivo total [días]
1	28	123	64	234	9.7500	217.3479	9.0562	0.6938	13.4583
2	27	136	98	334	13.8958	264.1977	11.0082	2.8876	16.4167
3	29	142	125	359	14.9375	298.4497	12.4354	2.5021	20.2417
4	24	128	71	242	10.0625	225.9907	9.4163	0.6462	16.8500
5	28	98	83	238	9.9167	210.5187	8.7716	1.1451	22.6750
6	29	142	157	393	16.3542	331.4680	13.8112	2.5430	27.5500
7	29	152	146	462	19.2292	330.6995	13.7791	5.4500	23.6917
8	30	137	98	342	14.2292	267.5235	11.1468	3.0824	15.6250
9	26	139	86	267	11.1042	254.7644	10.6152	0.4890	14.7000
10	30	170	154	491	20.4583	357.5734	14.8989	5.5594	24.4958
11	29	139	65	337	14.0208	235.4886	9.8120	4.2088	18.4875
12	28	127	60	233	9.6875	217.5866	9.0661	0.6214	12.8292
13	30	103	53	215	8.9375	187.9394	7.8308	1.1067	13.2458
14	30	160	151	418	17.4167	343.8417	14.3267	3.0899	21.3542
15	28	151	140	407	16.9583	319.9195	13.3300	3.6284	23.8208
16	27	136	122	316	13.1458	287.8607	11.9942	1.1516	18.1667
17	28	143	65	245	10.2083	239.5670	9.9820	0.2264	14.5000
18	31	135	87	269	11.1875	257.2339	10.7181	0.4694	16.4417
19	28	120	80	268	11.1667	230.5153	9.6048	1.5619	18.5083
20	29	145	76	276	11.5000	251.3104	10.4713	1.0287	16.3792
21	24	142	102	295	12.2708	270.9311	11.2888	0.9820	14.8958

<b>Pozo</b>	<b>Fase 17 1/2"</b>	<b>Fase 12 1/4"</b>	<b>Fase 8 1/2"</b>	<b>Tiempo Parcial [días]</b>	<b>Tiempo Parcial [hr]</b>	<b>Tiempo Ideal [días]</b>	<b>Tiempo Ideal [hr]</b>	<b>ILT [hr]</b>	<b>Tiempo productivo total [días]</b>
22	29	139	92	313	13.0208	262.0051	10.9169	2.1040	17.2083

La Tabla 2 muestra la información de tiempo perdido invisible (ILT) para el año 2015. Allí se observan las 18 actividades en análisis, junto con el ILT total en horas para cada actividad y el porcentaje que aportan para la totalidad de tiempo perdido invisible durante este periodo. Para este año la actividad en la cual se pudo haber obtenido menor tiempo fue la bajada de revestimiento en la sección de 12 ¼”, adicionalmente hubo un alto ILT para perforar esta fase, más precisamente en la formación lutita, la cual involucra un alto valor de NPT.

**Tabla 14 Tabla de Tiempo Perdido Invisible ILT año 2015**

<b>Actividad</b>	<b>ILT [hr] 2015</b>	<b>%Total 2015/ILT 2015</b>
<b>1</b>	14,0990	0,78%
<b>2</b>	43,4538	2,40%
<b>3</b>	13,8987	0,77%
<b>4</b>	33,9145	1,88%
<b>5</b>	111,1703	6,15%
<b>6</b>	34,1363	1,89%
<b>7</b>	18,1207	1,00%
<b>8</b>	43,4077	2,40%
<b>9</b>	127,1025	7,03%
<b>10</b>	167,5266	9,27%
<b>11</b>	195,3963	10,81%
<b>12</b>	177,0236	9,80%
<b>13</b>	304,7770	16,87%
<b>14</b>	50,3012	2,78%
<b>15</b>	160,4287	8,88%
<b>16</b>	50,1394	2,77%
<b>17</b>	57,0003	3,15%
<b>18</b>	205,1541	11,35%
<b>Total</b>	1807,0509	100%

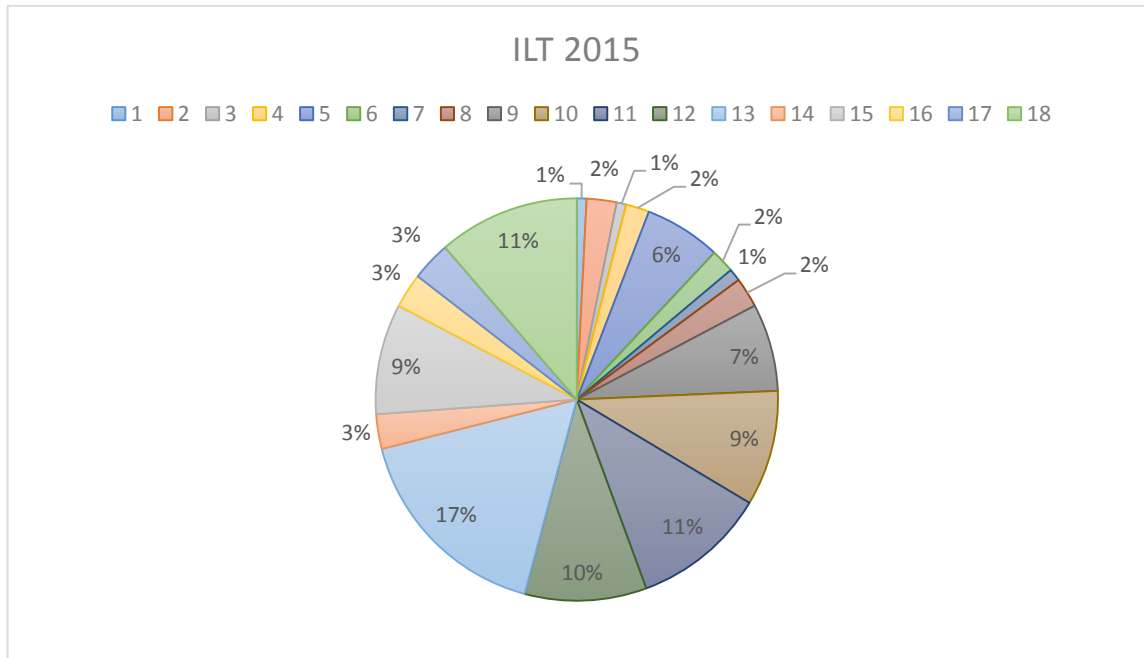
Para los años 2016 y 2017, se muestran de igual forma los datos relativos al tiempo perdido invisible en la tabla 15 y 16 respectivamente. Para el año 2016 la corrida de

revestimiento fue una de las actividades que presentó un mayor porcentaje de ILT en las dos últimas fases, posiblemente debido a las dificultades que se presentan al perforar las formaciones que las conforman; además se evidencia alto porcentaje de ILT en perforación y subida de BHA.

Contrario a lo anterior, para el año 2017 no se presentan problemas en la corrida de revestimiento de la última fase. No obstante, hay un alto valor de ILT en la segunda fase, que como se mencionó en el análisis de NPT, es la fase más problemática.

En las Figura 30, 31 y 32, se presenta la distribución de tiempos perdidos invisibles por actividades. Aquí se puede observar la distribución que tuvo cada una de ellas para cada año que se analizó.

**Figura 30 Porcentaje por parámetro correspondiente al ILT 2015**



Para el año 2015 es posible observar que las actividades con mayor presencia de ILT fueron:

- 13 (Corrida de RVTO fase 12 ¼) con un 17%.

- 18 (Corrida de RVTO fase 8 ½) con un 11.35%.
- 11 (Perforar formación fase 12 ¼) con un 10.8%.
- 12 (sacar BHA fase 12 ¼) con un 9.8%.

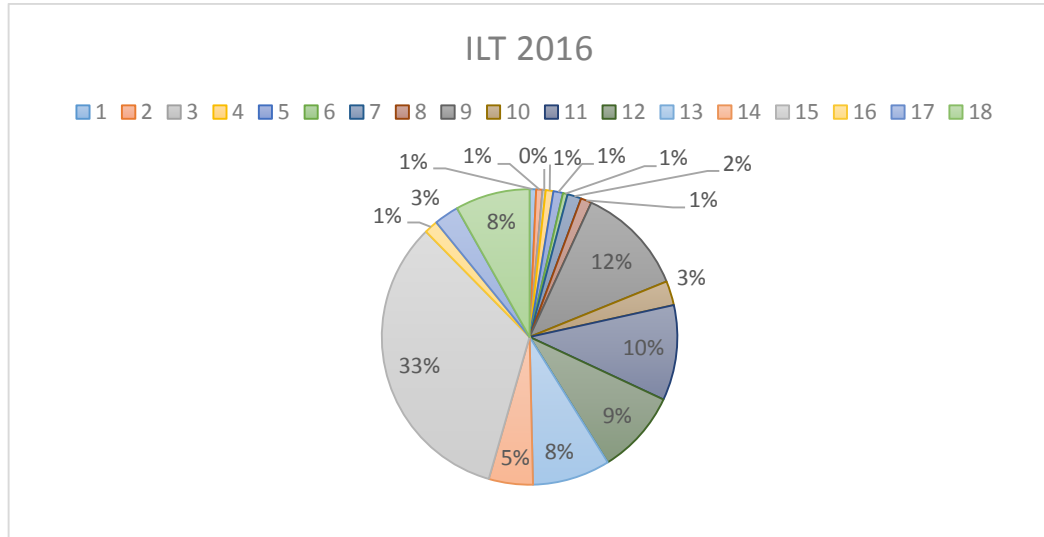
Mientras que las actividades que registraron los menores aportes a los tiempos invisibles del año 2015 fueron:

- 3 (Sacar BHA convencional, fase 17 ½) con un 0.77%.
- 1 (Armar y bajar BHA Convencional hasta conductor fase 17 ½) con un 0.78%.
- 7 (Corrida de RVTO fase 17 ½) con un 1.00%.

**Tabla 15 Tabla de Tiempo Perdido Invisible ILT año 2016**

<b>Actividad</b>	<b>ILT [hr] 2016</b>	<b>%Total 2016/ILT 2016</b>
<b>1</b>	6,84402902	0,71%
<b>2</b>	6,61414565	0,69%
<b>3</b>	3,31408603	0,34%
<b>4</b>	8,10087192	0,84%
<b>5</b>	10,1235719	1,05%
<b>6</b>	4,94552461	0,51%
<b>7</b>	14,6280107	1,52%
<b>8</b>	11,4080076	1,18%
<b>9</b>	115,779155	12,02%
<b>10</b>	25,600061	2,66%
<b>11</b>	100,391718	10,43%
<b>12</b>	88,2958873	9,17%
<b>13</b>	81,8453507	8,50%
<b>14</b>	46,4545574	4,82%
<b>15</b>	319,441706	33,18%
<b>16</b>	14,3283065	1,49%
<b>17</b>	26,0500416	2,71%
<b>18</b>	78,7268453	8,18%
<b>Total</b>	962,891877	100%

**Figura 31 Porcentaje por parámetro correspondiente al ILT 2016**



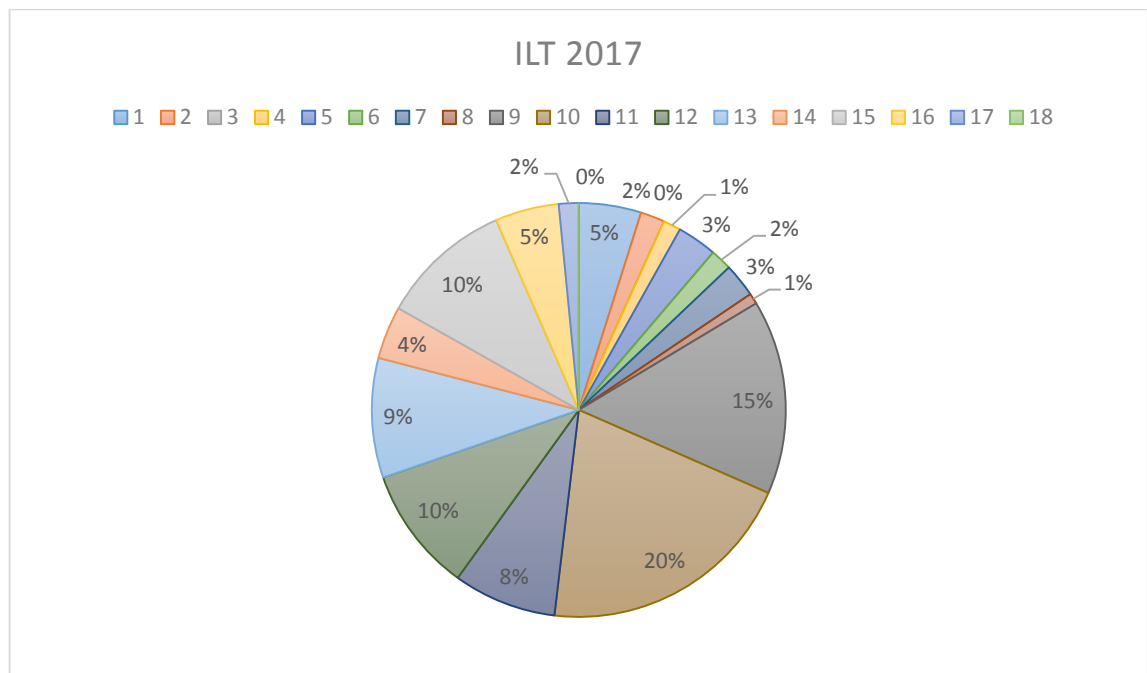
En la Gráfica 24, se observa un fuerte crecimiento en el aporte que hace la actividad 15 (Perforar formación fase 8 ½) con un 33%. El cual representa 1/3 del ILT total para el año 2016. Mientras que como menor aporte a ILT se encuentra la actividad 6 (Sacar BHA convencional, fase 17 ½) con un 0.51%. Nuevamente es este la actividad que mayor eficiencia presenta en la campaña y, esta vez, incluso presenta una mejora al disminuir su aporte en un 0.26%.

**Tabla 16 Tabla de Tiempo Perdido Invisible ILT año 2017**

Actividad	ILT [hr] 2017	%Total 2017/ILT 2017
1	13,8731207	4,87%
2	5,36648678	1,88%
3	0	0,00%
4	3,91577794	1,38%
5	8,8743517	3,12%
6	4,74343297	1,67%
7	7,51969888	2,64%
8	2,38081396	0,84%
9	43,2319579	15,18%
10	57,832168	20,31%

Actividad	ILT [hr] 2017	%Total 2017/ILT 2017
11	22,9675155	8,07%
12	27,8046068	9,76%
13	26,5968323	9,34%
14	11,7280887	4,12%
15	29,3265816	10,30%
16	14,1871531	4,98%
17	4,41376867	1,55%
18	0	0,00%
<b>Total</b>	<b>284,762356</b>	<b>100%</b>

**Figura 32 Porcentaje por parámetro correspondiente al ILT 2017**

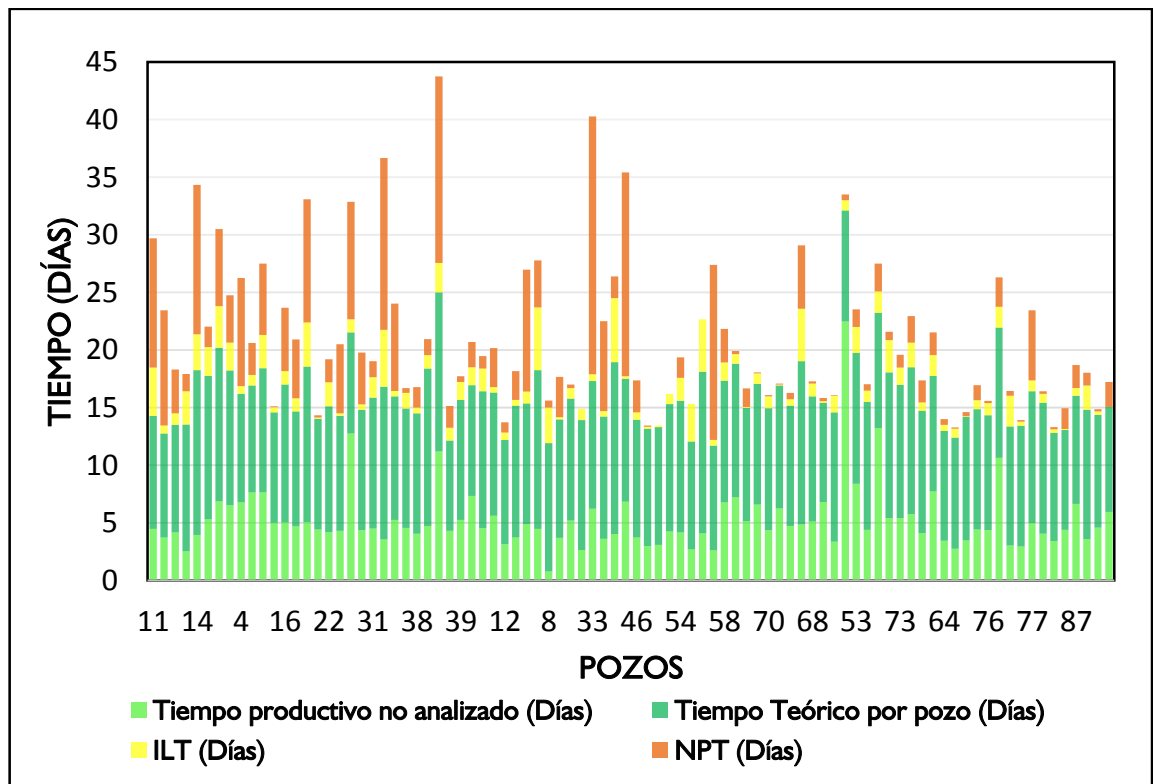


Para el año 2017 se puede evidenciar que las actividades con mayor aporte de ILT han sido el 9, 10, 12 y 15, esta vez con los siguientes aportes:

- 9 (Perforar formación fase 12 ¼) con un 15.18%.
- 10 (Viaje Corto 12 ¼) con un 20.31%.
- 12 (Perforar formación fase 8 ½) con un 9.76%.
- 15 (Sacar BHA fase 8 ½) con un 10.30%.

Después de obtener los datos de tiempo para cada pozo dentro de las campañas 2015, 2016 y 2017, finalmente se muestra en la Figura 33, la clasificación de Tiempo total en Tiempo no productivo, Tiempo teórico de pozo, Tiempo perdido invisible y el tiempo productivo que no fue analizado para los 88 pozos. Esto con el fin de revisar y comparar de forma visual la relevancia que cada uno de estos tiempos toma en el tiempo de construcción de los pozos, con especial énfasis en el objetivo de estudio de este proyecto, el ILT identificado.

**Figura 33 Clasificación de Tiempos de perforación para los pozos del campo de estudio**



## 8. CONCLUSIONES

A partir de las relaciones de referencia[Hr/ft], encontradas en este trabajo se puede llegar a comparar los pozos y hallar de esta manera tiempos perdidos invisibles. Además, estos parámetros servirán como referencia para nuevos pozos, es decir, los nuevos proyectos deberían buscar acercarse a estos valores o de alguna manera mejorarlos.

Con el ILT identificado en este estudio, se evidencia que las operaciones menos eficientes en la mayoría de los pozos son: la perforación y viaje corto intermedio. En la perforación de la fase 12 ¼", la relevancia en la actividad de perforación aumento progresivamente; en el año 2015 dicha actividad tuvo un aporte de 18% del total de ILT, en 2016 apporto un 22% y finalmente en 2017 contribuyo en un 23,87%. Por último, para el viaje corto en la fase de 12 ¼" se observó un comportamiento en cuanto al aporte de ILT en cada año de la siguiente manera: 2015 9,00%, para el 2016 3,00% y 2017 20,31%. Estas actividades están altamente relacionadas, debido a que dependen ampliamente de la calidad del hueco, por esta razón, la empresa deberá buscar las condiciones del pozo, para así disminuir estos tiempos.

Para el caso de la corrida de Revestimiento en la fase 8 ½", se mostró una disminución en el aporte de ILT por parte de esta actividad, pasando de 11,35% en el 2015 a un 8,16% en el 2016 y finalmente un 0% en el 2017. En este caso se observa una disminución del aporte de ILT en esta actividad en particular. De esto se puede mencionar que la empresa ha tomado las medidas necesarias para aumentar progresivamente la eficiencia en algunas actividades de construcción de pozo.

Como se observó en la Figura 33, la mayoría de los pozos que tuvieron alta duración de NPT, no presentan altos ILT's. La oportunidad de mejorar eficiencia de las actividades, se encuentra en pozos con altos tiempos productivos, donde se alcanzan tiempos perdidos de 4 a 5 horas.

La revisión e identificación de ILT no sólo abre la ventana para reducir costos, también permite la posibilidad de generar conocimientos nuevos sobre el comportamiento del campo y las actividades de construcción de pozo que se llevan a cabo dentro de este, además, permite un constante seguimiento de los procesos y del personal involucrados en su ejecución.

## 9. RECOMENDACIONES

Utilizar los conceptos de percentiles, cuartiles o deciles como posibilidad para obtener tiempo de valor de referencia que permita comparar futuros proyectos y así obtener menores tiempos productivos. El concepto por utilizar dependerá del desempeño requerido por la compañía.

Una vez identificado el ILT, existirá la oportunidad de comparar y analizar qué sucedió de un pozo a otro para obtener mejores tiempos por actividad e identificar los factores que influyeron en la eficiencia de un proyecto con respecto a otro.

Medir la eficiencia de los equipos a partir de una mayor cantidad de muestra de estudio de pozos perforados. Adicionalmente, se puede obtener el estudio de desempeño por cuadrillas, si se consigue el registro del personal responsable de las actividades, como control de buenas prácticas y experiencia.

Prestar especial atención a las actividades que durante las campañas aportaron los mayores porcentajes de ILT y revisar las posibles causas de estos resultados, para el caso del año 2015 encontramos la perforación después del viaje corto y la corrida de revestimiento en la Fase 12 ¼ con un aporte del 10.81% y 16.83% del total de tiempo perdido invisible respectivamente; además de estos dos valores encontramos la corrida de revestimiento de la fase 8 ½ con una contribución del 11.35%.

Examinar las razones por las que en el 2016 se encontraron los casos de mayor aporte de ILT por parte de las operaciones de perforación en las formaciones, 22.45% en la fase 12 ¼ y 33.18% en la fase 8 ½, para un total de 55.73% del total presentado.

Estudiar el motivo por el cual se presentó un crecimiento drástico de aporte de ILT en el viaje corto de la fase 12 ¼, ya que entre 2016 y 2017, pasó de representar un 2.66% a un 20.31%.

Para próximos estudios, seleccionar como referencia un único pozo con parámetros específicos que permitan comparar a detalle lo que estuvo bien y lo que puede mejorarse en las diferentes actividades presentes en el estudio.

Aumentar las actividades de análisis disponibles para la identificación de ILT, esto permitirá encontrar mayores oportunidades de mejora dentro de los tiempos de construcción de los pozos.

## BIBLIOGRAFIA

AKGUN, F. Drilling Variables at Technical Limit of Drilling Rate. Canadian International Petroleum Conference. 2002.

ANDREWS, Robin Joseph. Methods of using logs to quantify drillability. The SPE Rocky mountain oil and gas technology symposium. SPE 106571. Denver, Colorado. 2007.

AL AFIFI Sameh, ALBASSAM Bassam. Enhance drilling and tripping performance on Automated Rigs with fully automated performance measurement. SPE 176786-MS. Abu Dhabi, UAE. 2015

BOND, D, F.; Scott, P. W.; Windham, T, M; Applying Technical Limit Methodology for Step Change in Understanding and Performance, SPE 35077. IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, 1215 March. Republished as SPE 51181 in SPE Drilling & Completion, September 1998.

COCHENER, John.: Quantifying Drilling Efficiency. Office of Integrated Analysis and Forecasting. U.S Energy Information administration. (2010)

DRILLING CONTRACTOR: "Performance drilling- benchmarking, performance qualifiers, efficiency and value" [en línea]. En: <http://www.drillingcontractor.org/performance-drilling->

DRILLING CONTRACTOR: "Rig NPT the ugly truth, 6795, 2010 Hsieh, L." [en línea]. En: <http://www.drillingcontractor.org/rig-npt-the-ugly-truth-6795>

FORD BRETT, J. The perfect well ratio: defining and using the theoretically minimum well to improve performance. *AADE Drilling Fluids technical conference. Houston, Texas. 2006.*

KELESSIDIS, V. C. Need for better knowledge of in-situ unconfined compressive strength of rock (UCS) to improve rock drillability prediction. 3rd AMIREG International conference. Athens, Greece. 2009.

KUMAR, Dev. Et al. Real-time drilling optimization and Rig Activity-Based models deliver best-in-class drilling performance: Case history. Drilling. SPE 184744-MS. Conference and exhibition, 14-16 March, the Hague, Holanda. 2017

MAIDLA William Rochel, MAIDLA Eric Edgar. Rigorous drilling nonproductive-time determination and elimination of invisible lost time: theory and Case histories. SPE 138804. Lima, Perú. 2010.

Nabaei M., Moazzeni A. and Moradinejad M.: Non-Productive Time (NPT) Analysis, New Opportunity in Drilling Operation Management, 1st National Conference on Novel Technologies in Oil and Gas Industries, 1989

ONYIA. E.C, Relationships between formation strength, drilling strength, and electric log properties. 63rd Annual Technical conference and exhibition of the society of petroleum engineers. SPE 18166. Houston, Texas. 1988

RUSHMORE, Peter, DE WARDT John. "True lies: Measuring Drilling and Completion Efficiency" SPE-178850 –MS. 2016.

SVENSSON, Inge. et al. Driving rig performance through real-time data analysis, benchmarking, dashboards and developed key performance indicators. SPE-173413-MS. Baker Hughes. Texas, USA. 2015.

TEALE R. The concept of specific energy in rock drilling. Int J. Rock Mech. Mining. Sci Vol 2. Pp 57-73. Great Britain. 1965.

WINTERS W. J. et al. Roller bit model with rock ductility and cone offset. SPE-16696. Dallas, Texas. 1987.

ZAFAR S. AKINNIRANYE G. KPI benchmarking, a systematic approach. AADE 2009NTCEE-07-04. New Orleans, Louisiana. 2009.