

**EVALUACIÓN DE TIEMPOS HISTÓRICOS DE PERFORACIÓN A PARTIR DE
UNA METODOLOGÍA TEÓRICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE ÁREAS
OPERACIONALES. CASO DE ESTUDIO, CAMPO COLOMBIANO**



ALVARO JOSÉ OSORIO BENAVIDES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICOS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

**EVALUACIÓN DE TIEMPOS HISTÓRICOS DE PERFORACIÓN A PARTIR DE
UNA METODOLOGÍA TEÓRICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE ÁREAS
OPERACIONALES. CASO DE ESTUDIO, CAMPO COLOMBIANO**

ALVARO JOSÉ OSORIO BENAVIDES

Trabajo de Grado para optar por el título de

Ingeniero de Petróleos

Director

NESTOR FERNANDO SAAVEDRA TRUJILLO

M.sc Ingeniería de Petróleos

Codirector

DARWIN MATEUS TARAZONA

M.sc Ingeniería Civil

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICOS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

DEDICATORIA

A mis padres por todos sus consejos, apoyo, y amor incondicional.

A mis hermanas por su ayuda y motivación

A mi sobrino por transformar las tristezas en momentos de alegría y
aumentar nuestra unión familiar.

En memoria de bruno, mi primo juan camilo, mi tía margarita quienes me
acompañaron en este camino pero no alcanzaron a ver la terminación de
este proyecto

A toda mi familia

A todos mis amigos

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a DIOS por la vida y la salud

A la universidad Industrial de Santander por brindarme todos los conocimientos y a la Dra. Zuly Calderón por su gran ayuda.

Al Instituto Colombiano del Petróleo, Ing Nestór Saavedra, Ing Reinel Corzo, Ing. Hernán Mantilla y Msc. Darwin Mateus por las asesorías brindadas

Al grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo (GIEP) por permitirme ganar nuevos conocimientos

A doña Gladis, William y sus hijas por dejarme entrar en su hogar y hacerme parte de su familia

A las hermanas Claudia, Inés, Patricia Lucumí por ser parte de nuestra familia y brindarme todo su apoyo

A mis abuelos, tíos, primos y demás familiares

A mis amigos de la universidad Melvín, Juan, Jesús, Diana, Angélica, Luis, Brenda, Cristian y Diego por todos esos momentos maravillosos que compartimos

GRACIAS.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	13
1. CONCEPTOS GENERALES.....	15
1.1. TIEMPOS DE PERFORACIÓN.....	15
1.1.1 Clasificación de los tiempos de perforación.....	15
1.1.2. Tiempos planeados.....	15
1.1.3. Tiempos reales.....	16
1.1.4. Tiempos no productivos (NPT).....	16
1.1.5. Tiempos invisibles (ILT).....	16
1.2. METODOLOGÍAS PARA ESTABLECER LOS TIEMPOS DE REFERENCIA DE PERFORACIÓN.....	17
1.2.1. Límite técnico (LT).....	17
1.2.1.1 Drilling the limit (DTL).....	19
1.2.2 Benchmarking.....	19
1.2.2.1. Key performance indicator (KPI).....	20
1.2.2.2. Best in class (BIC).....	21
1.2.2.3. Best of the best (BOB).....	21
1.2.2.4. Best observed.....	22
1.2.2.5. Average well duration.....	22
1.2.2.6. P87.5 well duration.....	22
1.2.3. Máximum theoretical performance (MTP).....	22
2. TIPO DE INFORMACIÓN UTILIZADA EN EL ANÁLISIS.....	24
2.1. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.....	24
2.2. CARACTERÍSTICAS DE INFORMACIÓN (ARCHIVOS).....	26
2.3. SOFTWARE DE PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN.....	26
3. METODOLOGÍA.....	29
3.1. SELECCIÓN DE LA INFORMACIÓN A UTILIZAR EN LA METODOLOGÍA.....	29
3.2. PROCESAMIENTO Y VISUALIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	30
3.3. CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	32
3.4. EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	33

4. GENERALIDADES DEL CAMPO.....	35
4.1. PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN EN EL CAMPO.....	36
4.1.1. Pega de tubería	37
4.1.2. Pérdidas de circulación	38
4.1.3. Bloqueo de las Comunidades.....	39
5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN UN CAMPO COLOMBIANO	40
5.1. INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN AL SOFTWARE ECO AGE	40
5.2. CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN	42
5.3. IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE LOS NPT'S.....	43
5.4. IDENTIFICACIÓN DE LOS ILT'S.....	47
5.4.1. Tiempo de referencia para el cálculo de los ILT'S.....	50
6. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	52
6.1. ANÁLISIS DE LOS NPT'S	54
6.1.2. Análisis de los NPT's por fases.....	57
6.2. ANÁLISIS DE LOS ILT'S.....	61
7. CONCLUSIONES	66
8. RECOMENDACIONES	68
BIBLIOGRAFÍA.....	69

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Representación del Límite Técnico y tiempos invisibles.....	18
Figura 2. Gráfica Bit Depth.....	27
Figura 3. Gráfica tiempos productivos por formación.....	28
Figura 4. Gráfica Operaciones no programadas	28
Figura 5. Diagrama de flujo sobre la metodología aplicada	31
Figura 6. Segunda parte del diagrama de flujo sobre la metodología aplicada.....	33
Figura 7. Tercera parte del diagrama de flujo sobre la metodología aplicada.....	34
Figura 8. Estado mecánico de los pozos en el campo de estudio para la campaña 2014.....	36
Figura 9. Datos tabulados de los registros históricos de perforación	40
Figura 10. Curva del bit depth sin asignación de eventos de NPT'S para el pozo AJ-29	41
Figura 11. Venta de operaciones del pozo AJ-29 en el software Eco-Age	44
Figura 12. Ventana para la asignación de eventos en el software	45
Figura 13. Curva del bit depth con asignación de eventos de NPT'S para el pozo AJ-29	46
Figura 14. Distribución de los tiempos totales de perforación para la campaña 2014.....	53
Figura 15. Distribución del tiempo removible para la campaña 2014.....	53
Figura 16. Distribución de NPT's total en la campaña 2014	56
Figura 17. Distribución NPT's en la Fase 17-½"	58
Figura 18. Distribución NPT's en la fase de 12-¼".....	59
Figura 19. Distribución NPT's en la fase de 8-½".....	60
Figura 20. Relación [ft/hr] para los pozos durante la operación bajar BHA en la fase de 8-½".....	61
Figura 21. Relación [ft/hr] para los pozos durante la operación viaje intermedio en la fase de 8-½"	62
Figura 22. Relación [ft/hr] para los pozos durante la operación sacar BHA en la fase de 8-½".....	63
Figura 23. Distribución NPT's en la operación sacar BHA en fase de 8-½".....	64
Figura 24. Distribución NPT's en la operación Bajar Liner en fase de 8-½".....	64

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros comunes registrados en la operación de perforación de un pozo.....	25
Tabla 2. Clasificación de la información en las tres fases y sus respectivas operaciones	42
Tabla 3. Normalización en función de la profundidad para la operación perforar formación.	48
Tabla 4. Tiempos sin normalizar de la operación cementar	49
Tabla 5. Tiempos y relaciones [ft/hr] normalizados para campo en el año 2017 ...	50
Tabla 6. Tiempo total de la campaña 2014.....	52
Tabla 7. Distribución de los NPT's para la campaña 2014.....	55

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE TIEMPOS HISTÓRICOS DE PERFORACIÓN A PARTIR DE UNA METODOLOGÍA TEÓRICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE ÁREAS OPERACIONALES. CASO DE ESTUDIO, CAMPO COLOMBIANO*

AUTOR: ALVARO JOSÉ OSORIO BENAVIDES**

PALABRAS CLAVE: TIEMPO NO PRODUCTIVO, TIEMPO INVISIBLE, TIEMPO PRODUCTIVO, LIMITE TÉCNICO

DESCRIPCIÓN:

Los problemas que se presentan durante la perforación en los pozos de petróleo y gas, generan una desviación entre los tiempos planeados y los reales, que junto con la inestabilidad de los precios de los hidrocarburos, han obligado a las empresas operadoras a estudiar los tiempos de perforación con el fin de realizar sus actividades con la mayor eficiencia posible y en menor tiempo. Con base en esto, es necesario mitigar los tiempos no productivos o NPT's (Non Productive Time), ya que estos pueden representar un aumento de un 40% de los costos de operación. En los últimos años se han desarrollado estrategias para medir el desempeño en tiempo real de las operaciones mediante el uso de equipos y herramientas, ayudando a disminuir los NPT's, pero obligando a las compañías hacer una adquisición tecnológica extra en sus proyectos. El área de perforación de ECOPETROL, en busca de optimizar sus operaciones ha diseñado metodologías que le permitan disminuir las ineficiencias operacionales a partir del estudio de los registros históricos. Por lo tanto, en este trabajo se aplicará una metodología que analizará los tiempos de perforación de una muestra de pozos de un campo colombiano, donde, los parámetros y eventos presentados durante las operaciones, serán la información de entrada para evaluar el desempeño alcanzado en aquellos pozos. El análisis de los resultados se utilizara para cuantificar e identificar las causas que generan los NPT's. También se espera registrar los tiempos perdidos invisibles ocultos en los tiempos productivos a partir de una relación matemática para establecer límites técnicos en las operaciones realizadas, con el fin de disminuir los tiempos de operación sin comprometer la integridad del pozo en el desarrollo de nuevos proyectos. Como resultado final, se mostrará cómo están asociados los ILT's con las causas de los eventos que ocasionan los NPT's en las operaciones.

* 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: EVALUATION OF HISTORICAL PERFORATION TIMES FROM A THEORETICAL METHODOLOGY FOR THE OPTIMIZATION OF OPERATIONAL AREAS. CASE STUDY, COLOMBIAN FIELD *

AUTHOR: ALVARO JOSÉ OSORIO BENAVIDES**

KEYWORDS: NON PRODUCTIVE TIME, INVISIBLE LOST TIME, PRODUCTIVE TIME, TECHNICAL LIMIT.

DESCRIPCIÓN:

Problems presented during the drilling of oil and gas wells that generate a deviation between the planned and actual times, in addition to the instability in the prices of hydrocarbons, have forced the operating companies to study the drilling times in order to carry out its activities as efficiently as possible and in less time. Therefore, it is necessary to mitigate non-productive times or NPT's (Non-Productive Time), since these can represent an increase of 40% in operating costs. In recent years strategies have been developed to measure the real-time performance of operations through the use of equipment and tools, helping to reduce NPT's, but forcing companies to make an extra technological acquisition in their projects. The ECOPETROL drilling area, in search of optimizing its operations, has designed methodologies that allow it to reduce operational inefficiencies based on the study of historical records. Therefore, in this work we will apply a methodology that will analyze the drilling times of a sample of wells in a Colombian field, where, the parameters and events presented during the operations, will be the input information to evaluate the performance achieved in those wells. The analysis of the results will be used to quantify and identify the causes that generate the NPT's. It is also expected to record the invisible lost times hidden in the productive times from a mathematical relationship to establish technical limits in the operations carried out, in order to reduce the operating times without compromising the integrity of the well in the development of new projects. The final result will show how the ILT's are associated with the causes of the events caused by the NPT's in operations.

* Graduation Work

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

INTRODUCCIÓN

El 40% de la inversión inicial en los proyectos de perforación de pozos de petróleo corresponde a pérdidas económicas y un aumento en los tiempos de operación, producto de los tiempos no productivos o NPT's (por sus siglas en inglés Non Productive Time). Los NPT's involucran eventos no planeados durante las operaciones diarias de perforación asociados con problemas como falla en los equipos o herramientas, problemas geológicos, geomecánicos, espera por clima o eventos externos, entre otros factores. Otro causante del aumento en los tiempos de perforación son los tiempos invisibles o ILT's (por sus siglas en inglés Invisible Lost Time). Estos tiempos son más difíciles de controlar porque se encuentran ocultos en los tiempos productivos e involucran ineficiencias operativas realizadas durante las operaciones rutinarias, lo que dificultan su identificación.

Para disminuir las desviaciones entre los tiempos planeados y reales de operación, algunos proyectos necesitan incorporar nuevas tecnologías, por ejemplo, el monitoreo en tiempo real, el cual, ayuda a medir el desempeño de las operaciones, permitiendo actualizar los modelos planeados y poder tomar las decisiones correctivas necesarias. Otras estrategias que han permitido reducir los tiempos de operación son los Indicadores claves de desempeño o KPI (por sus siglas en inglés key performances indicators), benchmarking, límite técnico (TL), perfect well time, perfect well ratio y máximo theoretical performance (MTP), las cuales, sirven como una medida de eficiencia en la ejecución de sus actividades y la estandarización de tiempos de referencia para la perforación de pozos en una campaña futura.

Los NPT's pueden resultar más fáciles de identificar y posiblemente de reducir que los ILT's. Por eso, el área de perforación de ECOPETROL ha venido trabajando

con el programa Eco-Age 5, software bajo su propiedad, que puede ser utilizado para el análisis de las operaciones de perforación mediante las gráficas de bit depth y hole depth, gráficas que representan el tiempo vs profundidad alcanzada por la broca. Estas son construidas con todos los parámetros operacionales, litologías perforadas, eventos presentados y el estado mecánico final del pozo. Por lo tanto, el análisis gráfico permite tener un monitoreo en los eventos críticos para reducir los tiempos no productivos, así como el costo en la construcción de pozos futuros, resultando importante para la identificación temprana de problemas o eventos que puedan afectar los tiempos de perforación.

En el desarrollo de esta tesis se realizara la propuesta de una metodología que permita establecer un límite técnico para las actividades de perforación ejecutadas durante la construcción de los pozos. Para lograrlo, se analizaran los reportes diarios de perforación por medio de una herramienta computacional (software Eco Age). Toda la información analizada se clasificará en las fases de construcción, operaciones realizadas, actividades programadas y no programadas. El análisis de los resultados obtenidos se hará mediante un estudio estadístico; de esta manera se podrán cuantificar los tiempos de operación, las posibles causas de las actividades no planeadas, identificar los tiempos invisibles ocultos en los tiempos productivos y poder llegar hacer sugerencias que permitan optimizar y aumentar la eficiencia de las operaciones realizadas.

1. CONCEPTOS GENERALES

1.1. TIEMPOS DE PERFORACIÓN

1.1.1 Clasificación de los tiempos de perforación

Los registros históricos de perforación se utilizan como información de entrada en el desarrollo de diferentes metodologías para el análisis de los tiempos de operación, con el objetivo de establecer valores de referencia y medidas de desempeño para alcanzar la máxima eficiencia posible. Para iniciar un análisis de los tiempos de perforación se deben identificar los tiempos productivos y no productivos presentados durante la ejecución de una actividad, estos tiempos serán definidos a continuación.

1.1.2. Tiempos planeados

Son aquellos tiempos teóricos estimados durante la planeación de un pozo a perforar, estos son establecidos con datos de pozos offset y se consideran como el tiempo total en que debería ser perforado un pozo¹.

¹ Diseño de la perforación de pozos. [Anónimo], [En línea].. (Recuperado en 12 julio 2017.) Disponible en <http://oilproduction.net/files/Diseno%20de%20perforacion.pdf>

1.1.3. Tiempos reales

Es el tiempo real que duró la perforación de un pozo y corresponde a todas las actividades realizadas, incluyendo tiempos relacionados con la entrega de equipo, las reuniones pre-operativas del personal y la cementación de la última fase del programa. En el registro de los tiempos reales va incluido los tiempos no planeados, tiempos invisibles y los tiempos productivos del pozo.

1.1.4. Tiempos no productivos (NPT)

Los NPT's son las medidas de todos los eventos causados por fallas en los equipos, errores humanos, problemas geológicos en el pozo durante la perforación, esperas por clima, entre otros factores.²

1.1.5. Tiempos invisibles (ILT)

Son definidos como aquellos tiempos que no han podido ser reportados como perdidos. Estos se encuentran ocultos en los registros de los tiempos productivos de perforación, aumentando en tiempo la ejecución de las operaciones y están asociados actividades que no son consideradas necesarias para la perforación de un pozo.³

² SCHREUDER, J.C.; SHARPE, P.J.; BRUNEI Shell Petroleum Co. "Drilling The Limit-A key to reduce well cost"- SPE 57258 (1999)

³ ANDERSEN, K; PER ARILD, S. Case History: Automated Drilling Performance Measurement of Crews and Drilling Equipment. SPE/ IADC 119746 (2009)

1.2. METODOLOGÍAS PARA ESTABLECER LOS TIEMPOS DE REFERENCIA DE PERFORACIÓN

Reducir los tiempos no productivos constituye un gran reto en los proyectos de perforación. Una vez los NPT's se hacen "visibles", estos pueden ser usados como un input valioso para cualquier revisión regular de las operaciones⁴. Siendo el punto de partida en un proceso correctivo para identificar ineficiencias y la adopción de mejores prácticas operacionales.

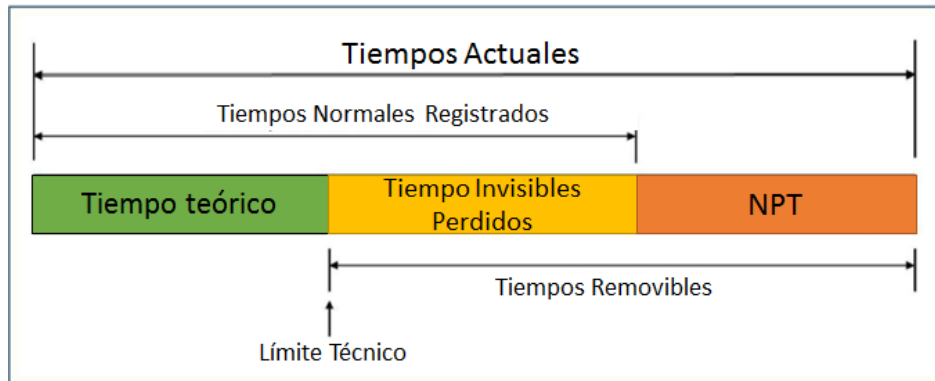
La referencia teórica más usada es el límite técnico (LT), aunque algunos benchmarks pueden ser obtenidos a partir de un cálculo "best of the best" o usando una benchmark global para establecer un "best in class" de desempeño, los cuales, serán definidos más adelante. Nuevas metodologías se han desarrollado para establecer los tiempos teóricos que podrían llegar a ser alcanzados teniendo en cuenta solo parámetros físicos claramente definidos en el pozo, como por ejemplo, el MTP (Maximum theoretical performance).

1.2.1. Límite técnico (LT)

Es el tiempo que tomaría perforar un pozo teórico asumiendo una operación ideal, calculándose con la diferencia entre el tiempo actual de perforación de un pozo y el tiempo removible (incluye los ILT's y NPT's), ver figura 1.

⁴ BOND, D.F. . SCOTT, P.W. PAGE, P.E. & WINDHAM, T.M. "Applying technical limit methodology for stepchange in understanding and performance". Woodside Offshore Petroleum. SPE 51181 (1998)

Figura 1. Representación del Límite Técnico y tiempos invisibles.



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

Como se muestra en la figura 1, los ILT's se encuentran ocultos con los tiempos normales de perforación, ocasionando mayores tiempos de ejecución. Para alcanzar una mayor eficiencia de operación se tienen que mitigar estos tiempos removibles (NPT e ILT).

El límite técnico tiene como principal objetivo reducir los tiempos y costos de perforación, estandarizar las actividades de operación y las herramientas a usar por parte del personal, con el fin de lograr un máximo desempeño posible. Su valor se establece mediante la selección de pozos candidatos a los cuales se le va a realizar el estudio (todos los pozos utilizados para el estudio deben ser evaluados bajo las mismas condiciones), tomando como parámetro la profundidad versus tiempos de perforación. Después, se registran los tiempos para cada sección del pozo, con los registros clasificados, se inicia la evaluación y

comparación entre cada pozo, seleccionando los mejores tiempos por etapa. Finalmente se establece el valor de referencia de cada fase⁵.

Una modificación comercial del límite técnico fue propuesta por Shell en 1998 bajo el nombre de drilling the limit (DTL).

1.2.1.1 Drilling the limit (DTL)

La modificación que se le realizó al LT, fue incluir las opiniones del personal y fortalecer el HSE de las empresas. Las jornadas de capacitaciones técnicas al personal que hacían parte del proyecto, estrategias motivacionales, opiniones y participación interdisciplinaria durante la etapa de planeación en los programas de perforación, fueron los principales factores que permitieron alcanzar el mejor desempeño en la perforación de los pozos. En el año de 1999, en un piloto de perforación de pozos donde se aplicó la metodología DTL, se registraron ahorros de tiempo de operación que alcanzaron un valor entre el 15% y el 70% frente a otros tiempos históricos de operación.⁶

1.2.2 Benchmarking

El benchmarking ayuda a medir el desempeño interno de una compañía y poder compararlo con otros de referencia, permitiendo adoptar nuevas prácticas para alcanzar una mayor eficiencia en las operaciones futuras. Para establecer un benchmark existen diferentes medidas de eficiencia de perforación, pero

⁵ HONG ONG, S.; POWER, W.L.; BAKER HUGHES.; TANJUNG, E.; PERTAMINA HULU ENERGY: Geomechanics Improves Drilling Operations and Reduces Non-Productive Time (NPT) in Kilo Field, Offshore Northwest Java. En Society of Petroleum Engineers, SPE Production & operations, Octubre 2015.

⁶ SCHREUDER, J.C.; SHARPE, P.J.; BRUNEI SHELL PETROLEUM Co. "Drilling The Limit-A key to reduce well cost"-SPE 57258 (1999)

independientemente del valor de referencia que escojamos, el proceso debe cumplir con las siguientes características:

- Entender los procesos y el desempeño de la empresa.
- Establecer qué organización es la mejor "Best in Class" para este proceso.
- Establecer la diferencia entre el desempeño de la empresa y la organización que tiene el "Best in Class".
- Establecer lo que la organización "Best in Class" hace de manera diferente y adoptar nuevas prácticas.

Los KPI (Key performance indicator), "Best in class", "Best of Best", "Best Observed", "Average Well Duration" y los "P87.5 Well Duration"; son medidas convencionales que pueden ser utilizadas para establecer un benchmarking

1.2.2.1. Key performance indicator (KPI)

Los KPI consisten en el análisis de una operación o actividad específica, midiendo la desviación entre los tiempos planeados y los reales. El proceso es seleccionar los mejores tiempos de referencia para ejecutar una actividad u operación, siendo ese valor de referencia el benchmarking para una empresa.⁷

⁷ MAIDLA, E. & MAIDLA, W. "Rigorous drilling NPT determination and elimination of Invisible Lost Time. Theory and Case histories". TDE Petroleum Data Solutions, SPE 138804 (2010)

1.2.2.2. Best in class (BIC)

Compara el desempeño interno de una empresa con el de otras que registran mejores prácticas de perforación, midiendo el mejor tiempo observado por algún operador en una serie de pozos.

Emplear un BIC no siempre refleja el mejor desempeño posible, porque usa como referencia desempeños previamente logrados, sin embargo, proporciona una medida real de la eficiencia de perforación. Un BIC puede ser tomado de un pozo offset o derivado de un promedio del top del 5% de los pozos BIC.⁸

1.2.2.3. Best of the best (BOB)

Es el mejor desempeño alcanzado en la ejecución de una operación o actividad específica por una compañía, estableciéndose el mejor tiempo observado para una serie de pozos evaluados bajo las mismas condiciones. Esta medida de referencia tiene la limitante que solo permite medir el rendimiento obtenido en pozos perforados por una misma compañía.⁹

⁸ BRETT, F. The perfect well ratio: defining and using the theoretically minimum well duration to improve drilling performance. AADE-06-DF-HO-13. (2006)

⁹ BRETT, F, Ibid., AADE-06-DF-HO-13. (2006)

1.2.2.4. Best observed

El mejor tiempo observado por operadores particulares en una serie de pozos sustancialmente similares.¹⁰

1.2.2.5. Average well duration

Es la duración P50 (duración media) alcanzado para una serie de pozos evaluados bajo las mismas condiciones.¹¹

1.2.2.6. P87.5 well duration

Es la duración media más dos desviaciones estándar de una serie de más de 20 pozos evaluados bajo las mismas condiciones.¹²

1.2.3. Máximo theoretical performance (MTP)

El MTP se define como el menor tiempo en que un pozo podría ser perforado y se calcula a partir de factores físicos claramente definidos que limitan el tiempo de perforación. Todas las metodologías implementadas para medir la eficiencia de

¹⁰ BRETT, F. The perfect well ratio: defining and using the theoretically minimum well duration to improve drilling performance. AADE-06-DF-HO-13. (2006)

¹¹ BRETT, F, *Ibíd.*, AADE-06-DF-HO-13. (2006)

¹² BRETT, F, *Ibíd.*, AADE-06-DF-HO-13. (2006)

perforación, comenzaron hacer énfasis en el desempeño de las operaciones, que representa la diferencia entre el rendimiento actual y un rendimiento de referencia establecido. En la mayoría de los casos, se registra la ineficiencia como semejante a tiempos no productivos. Escoger los NPT's como medida de eficiencia puede generar referencias engañosas. Es decir, alcanzar los menores NPT's no siempre resulta en mayor eficiencia porque al tratar de reducirlos se pueden afectar los tiempos productivos de operación; aumentando los costos y disminuyendo la eficiencia de perforación¹³.

En la actualidad se busca potencializar o aumentar los tiempos productivos de perforación, en vez de reducir los NPT's que en algunos casos no resultan ser tan significativos. El MTP se enfoca en mejorar los tiempos productivos porque es una aproximación más realista en la búsqueda de alcanzar lo que teóricamente es posible.

El MTP continuó con los principios de límite técnico y algunos parámetros de comparación de desempeño como BIC, BOB que fueron implementados. Las suposiciones que involucra el MTP son:

- No se requiere cambio de broca o BHA durante la construcción de la fase intermedia.
- No hay rimado (agujero estable)
- No hay espera por equipos

¹³ DE WARDT, J. & RUSHMORE, P. "True lies: Measuring Drilling and Completion Efficiency" SPE-178850 - MS (2016)

2. TIPO DE INFORMACIÓN UTILIZADA EN EL ANÁLISIS

2.1. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

Para hacer un análisis adecuado de los tiempos de perforación es necesario llevar un monitoreo continuo de los parámetros de operación como una medida del desempeño alcanzado durante todas las actividades. Los parámetros controlan el avance de la operación en un pozo, estos no solo responden a los cambios realizados por el perforador, sino que también a las condiciones geológicas de la formación. Su continuo seguimiento ayuda a establecer comportamientos anómalos que puedan estarse presentando en el pozo durante la perforación. Una correcta interpretación permite identificar los posibles problemas presentados durante la operación, por lo tanto, se pueden realizar acciones correctivas para optimizar los tiempos e identificar zonas altamente riesgosas que puedan generar el cierre o el abandono de los pozos.

En la tabla 1 se muestran los principales parámetros que afectan el desempeño de la perforación, los cuales, son monitoreados continuamente durante el avance o solución de un problema operacional.

Tabla 1. Parámetros comunes registrados en la operación de perforación de un pozo.

NOMBRE DE PARÁMETRO	SIGLA	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
Velocidad de Perforación	ROP	ft/hr	Velocidad a la que profundiza la perforación
Revoluciones por minuto	RPM	rpm	Tasa a la que la broca es rotada durante las operaciones de perforación
Torque	TQ	Klbs-ft	Fuerza creada por la sarta de perforación debida a su rotación en el pozo
Peso sobre la broca	WOB	Klbs	Peso ejercido sobre la broca
Presión en la tubería (standpipe pressure)	SPP	psi	Presión de circulación del fluido de perforación circulando en la tubería
Caudal	GPM	gpm	Tasa de flujo del fluido de perforación circulando en el sistema
Peso de lodo	MW (in/out)	lbs/gl	Densidad del fluido de perforación entrando y saliendo del sistema

2.2. CARACTERÍSTICAS DE INFORMACIÓN (ARCHIVOS)

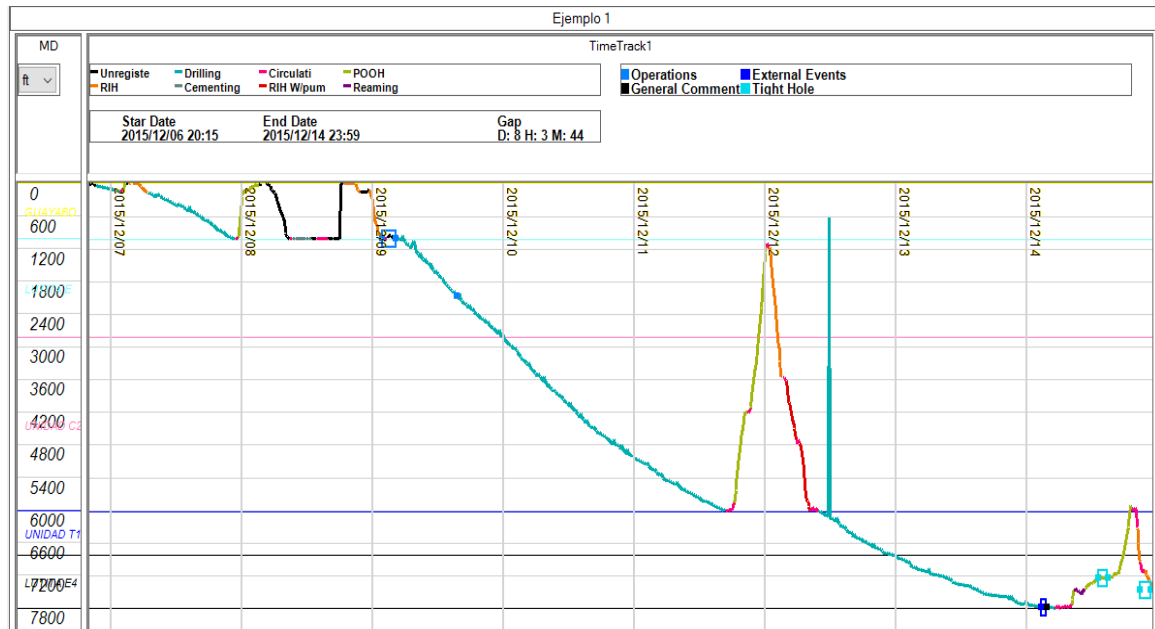
En las actividades de perforación se recolecta diferente tipo de información que de no ser clasificada, se considerarían datos que no ayudarían en la optimización de las operaciones. Para un análisis adecuado de los tiempos de perforación, es necesario tener un control del comportamiento de sus parámetros operacionales, información que pueden ser obtenidas en los registros históricos o reportes diarios de perforación.

Los datos utilizados en el estudio incluyen descripciones litológicas, reportes diarios de perforación que contengan información referente a los parámetros y eventos operacionales, además de las configuraciones del BHA. Esta información puede suministrarse mediante diferentes formatos de archivo. Los más usados en la industria son: el formato LAS, el formato de Texto de delimitado por Tabulaciones (TXT) y finalmente el formato de Microsoft Excel (XLS). Estos datos tienen la flexibilidad de poder generarse en profundidad y/o en tiempo.

2.3. SOFTWARE DE PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

ECO-AGE® 5 es la herramienta utilizada para procesar y visualizar la información (registros de perforación) en la aplicación de la metodología. Este es un software analítico que puede ser implementado para identificar y cuantificar los NPT's a partir de las gráficas de bit depth, ver figura 2, las cuales, permiten hacer un análisis del comportamiento (posición) de la broca durante las operaciones de perforación, es decir, medir los tiempos productivos de forma gráfica basados en datos operacionales como parámetros y eventos, relacionando el desempeño de perforación con el tiempo y la profundidad.

Figura 2. Gráfica Bit Depth



Las gráficas Bit Depth constan de diferentes elementos. Primero, se registra la posición de la broca en el tiempo. Segundo, el color de la línea es determinado por las operaciones que se realizan en el pozo. Finalmente, los puntos son asignados por los eventos del pozo y corresponden a los tiempos no productivos. Las operaciones que estén dentro del tiempo asignado a un evento se considerarán como no planeadas. Además, el software ayuda a tener un monitoreo del comportamiento y el cambio registrado de cada parámetro ante los problemas operacionales presentados que afectaron la eficiencia de perforación, identificándose zonas problemáticas, esto, gracias a que se tienen datos específicos sobre las formaciones y la profundidad correspondiente donde se presenta la mayoría de los eventos operacionales.

El software permite realizar un análisis estadístico sobre los tiempos productivos y no productivos de operación. Estos tiempos operativos podrán ser clasificados de

acuerdo al tipo de formación, las operaciones y/o eventos no programados durante la perforación, ver figura 3 y 4.

Figura 3. Gráfica tiempos productivos por formación

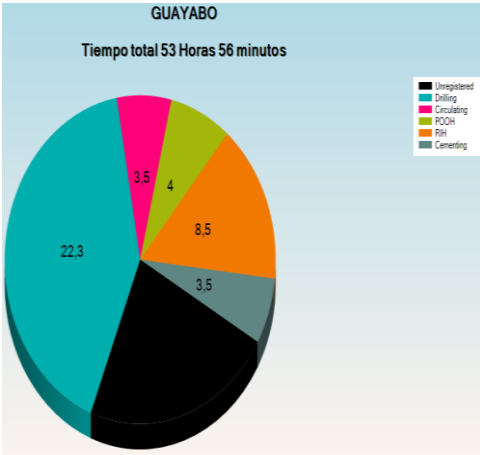
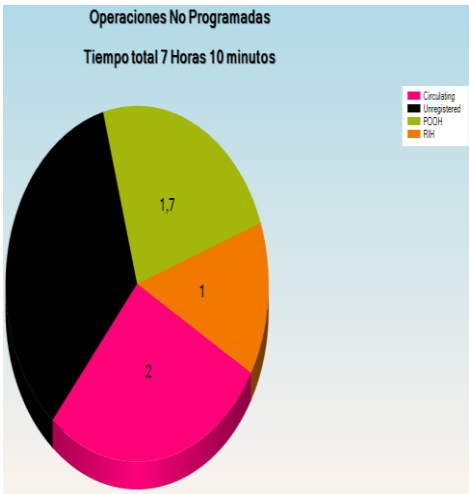


Figura 4. Gráfica Operaciones no programadas



3. METODOLOGÍA

La metodología aplicada en este trabajo tiene la finalidad de utilizar los reportes históricos de perforación, debido a que es información en propiedad de las empresas y con acceso disponibles para respectivos análisis. Pero la información de entrada (input) debe cumplir con unas determinadas características, por ejemplo, el formato de los archivos que contienen los parámetros de perforación, los cuales, se cargaran en el software utilizado como visualizador y procesador de la información. A continuación, se indicará el procedimiento realizado durante el desarrollo de este trabajo.

3.1. SELECCIÓN DE LA INFORMACIÓN A UTILIZAR EN LA METODOLOGÍA

El primer paso, es la selección de la información a estudiar, por lo tanto, es un punto crítico del procedimiento. Sí se realiza un estudio a aquellas variables que no generen un impacto significado en las operaciones de perforación o en el análisis de los resultados, ocasionaría un aumento en el tiempo de discretización de la información y en el desarrollo de la metodología sin ninguna justificación.

Los parámetros a utilizar en la metodología deben ser función del tiempo, como lo son, la ROP, Torque, Caudal, RPM, peso sobre la broca, presión sobre el standpipe. El segundo paso, es establecer el formato del archivo para iniciar con el análisis de la información mediante una herramienta computacional (Eco-Age), garantizando que los formatos sean compatibles con el software. Es importante resaltar que los reportes de perforación son diligenciados por personal de cada compañía, por lo tanto, en algunas ocasiones la información de los parámetros puede contener errores de digitalización en los valores, descripciones o unidades

que difieren entre sí, generando problemas de lectura cuando sean cargados en el software.

Un tercer punto, es no descartar las variables que no se rigen en función del tiempo ni en profundidad, por ejemplo, el número y la configuración del BHA corrido; porque estudiarlo permitiría formular hipótesis sobre las posibles causas que generan algunos problemas, las soluciones a estos y las recomendaciones para los futuros pozos a perforar. También, poder mirar su relación en la afectación en los tiempos y los costos de un proyecto.

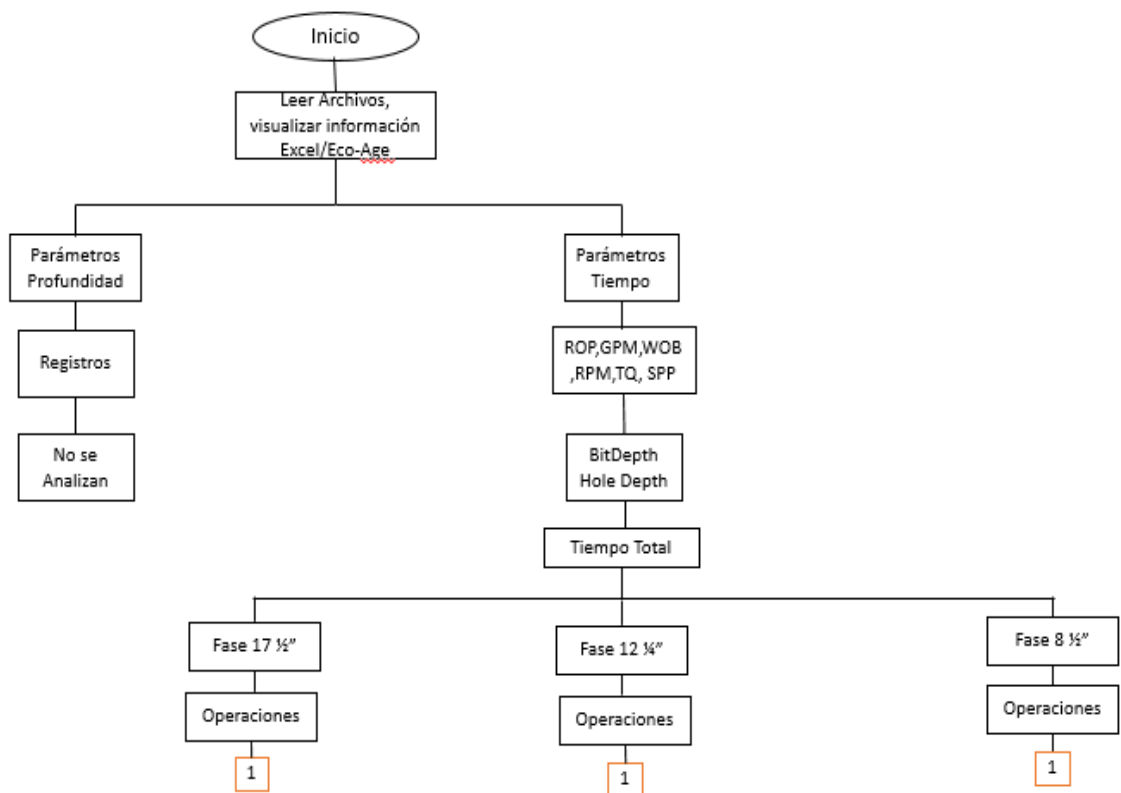
3.2. PROCESAMIENTO Y VISUALIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Una vez organizada la información con las especificaciones conocidas acerca de la compatibilidad de lectura entre los archivos y el software, se procede a cargar la información al programa. Eco-Age, que es el software utilizado en esta metodología tiene la ventaja de aceptar la lectura de archivos en formato XLS, TXT o también los LAS.

Los datos registrados en los reportes de perforación generalmente se encuentran organizados en forma tabulada, independientemente del tipo de formato en que los archivos van a ser importados. Con base en lo anterior, surge la necesidad de utilizar un software que cumpla dos funciones principales. La primera, poder convertir y visualizar de forma gráfica los parámetros de perforación que están en función del tiempo y la profundidad, para el caso de esta metodología, Eco-Age permite hacer el análisis mediante las curvas de bit depth y hole depth. La segunda función, es poder identificar y cuantificar las causas de los tiempos no planeados. Por lo tanto, este proceso se vuelve bastante crítico debido a que los

resultados obtenidos pueden resultar en valores subestimados o sobre-estimados con respecto a los tiempos reales, aumentando la incertidumbre de los resultados y generando una disminución en la confianza de los mismos. Es por esto, que el software utilizado como procesador de información es un pilar central sobre el que se encuentra soportada toda la metodología, (Ver figura 5).

Figura 5. Diagrama de flujo sobre la metodología aplicada



En la figura 5, se muestra el diagrama de flujo que describe los pasos de selección, procesamiento y visualización de la información. La operación de registros no fue desarrollada en todos los pozos, por este motivo, se decide que esta variable no se incluya dentro del análisis. Los pozos donde están reportadas

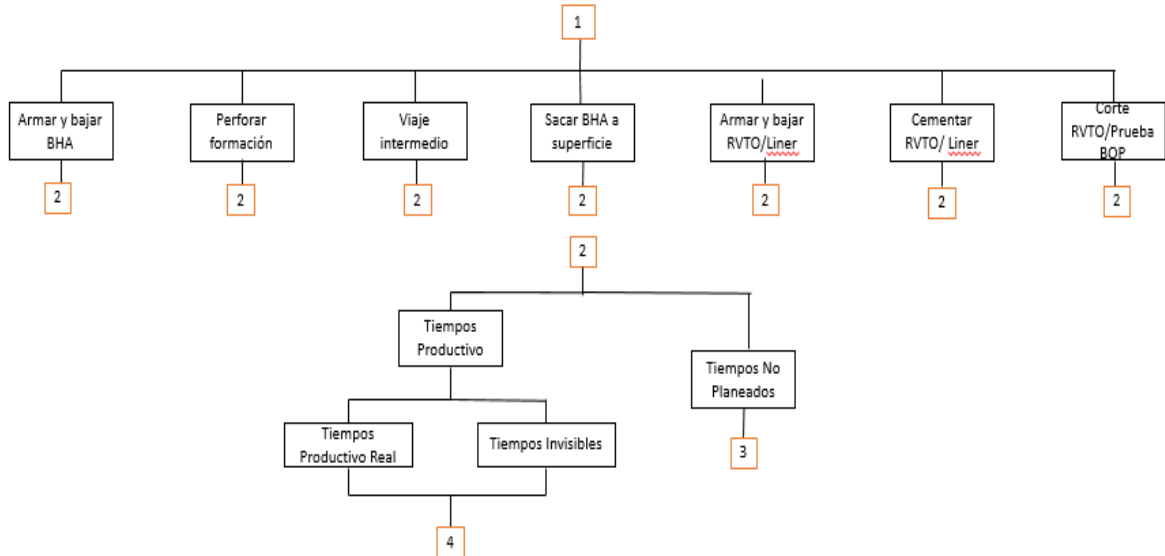
las actividades de registros, cumplían una característica en común; y era que se presentaba en la fase final. Por lo tanto, los tiempos de la operación fueron sumados en aquella fase donde se estaba registrando y se relacionaban con la actividad previa que se estaba realizando.

3.3. CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN

En la figura 5, se observa la clasificación a la información de acuerdo a cada una de las fases realizadas, con el fin, de poder establecer una medida de comparación entre cada uno de los pozos, esto, producto de la falta de información sobre inclinación, azimut u orientación.

En cada fase se identificaron aquellas operaciones necesarias durante su construcción, por lo tanto, se establecieron siete operaciones, como lo son, armar y bajar BHA, perforar formación, viaje intermedio (en la fase de 17-1/2" se realiza cambio de BHA convencional a direccional), sacar BHA a superficie, armar y bajar revestimiento o liner (según la fase), cementación del revestimiento o liner y la última operación, el corte de revestimiento y prueba de BOP para la fase inicial e intermedia, ver figura 6.

Figura 6. Segunda parte del diagrama de flujo sobre la metodología aplicada

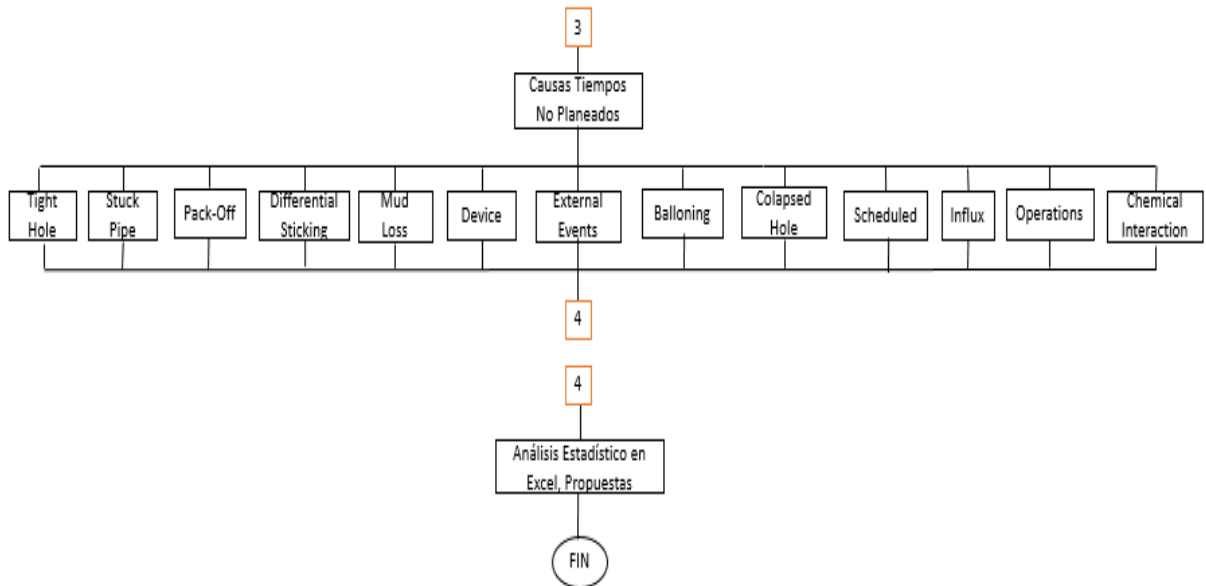


Una vez se tiene la información cargada en el software, se procede hacer la asignación de los eventos que generaron los tiempos no planeados en todos los pozos, es decir, los tiempos vinculados con los NPT's. Con el fin, de poder calcular el tiempo productivo e identificar los tiempos invisibles mediante el uso de la relación de profundidad sobre tiempo.

3.4. EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

La asignación de las causas que generaron los NPT's va a depender de la información que tiene incorporado el programa. Para Eco-Age, los eventos están clasificados en trece problemas, los cuales son: Tight Hole, Stuck Pipe, Mud Loss, Pack-Off, Device, External Events, Balloning, Collapsed Hole, Scheduled, Influx, Operations, Chemical Interaction y Differential Sticking. Esta etapa de la metodología es la que más tiempo demanda y una de las que mayor precisión debe tener, (ver figura 7).

Figura 7. Tercera parte del diagrama de flujo sobre la metodología aplicada



Como se muestra en la figura 7, cuando se tienen cargados e identificados todos los eventos no planeados. Procedemos a detallar la información en Excel, permitiendo tener en detalle el tiempo total de cada pozo, el tiempo involucrado en cada operación, así como los tiempos no planeados y los tiempos invisibles ligados a ellos. Esta información es importante para comenzar a realizar el análisis estadístico de los resultados, relacionar variables y posibles consecuencias que ocasionan mayores tiempos de perforación, así, como el poder hacer recomendaciones de mejora referentes a la información analizada.

Dentro de los cálculos realizados en Excel, está la aplicación de la relación entre el tiempo y la profundidad necesaria para cada actividad en todas las fases, con el objetivo de poder representar el mínimo tiempo por pie en el que pueden ser ejecutadas. Otra función del programa de Excel dentro de la metodología, es realizar las gráficas para mostrar de forma fácil todos los resultados obtenidos.

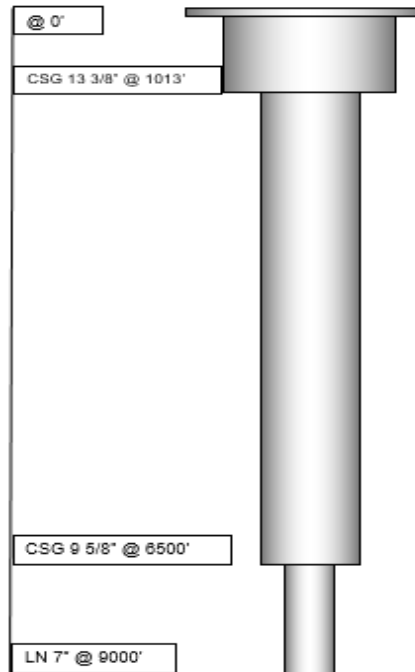
4. GENERALIDADES DEL CAMPO

El primer pozo perforado en este campo data del año 1969 y alcanzó una profundidad de 7347 pies. Su producción se inició en 1976. La gravedad API de su crudo esta entre 12.5° y 18°. Además, en el año 2017 la producción promedio diaria del campo era de 114.000 barriles de crudo¹⁴ y representó el 14% de la producción total del país.

Los pozos perforados en el campo de estudio son terminados en tres fases. Los diámetros y las profundidades de asentamiento de los revestimientos para la campaña de estudio son los siguientes: Fase inicial a 1013 pies (fase 17-½" con revestimiento de 13-3/8"), fase intermedia entre 6000 y 7000 pies (fase 12-¼" con revestimiento de 9-5/8") y la fase final a una profundidad objetivo entre 7500 y 10000 pies (fase 8-½" con liner de 7"); ver figura 8.

¹⁴ Portal web Ecopetrol. "Ecopetrol culminó con éxito mantenimiento programado en campo Castilla" [en línea]. En: Ecopetrol, Portal web, 2017 [fecha de consulta: 25 de junio del 2017]. Disponible en <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/noticias/noticias-2017/noticias-2017/exito-mantenimiento-campo-castilla>.

Figura 8. Estado mecánico de los pozos en el campo de estudio para la campaña 2014



En algunos pozos se registra una fase adicional con diámetro de 6" y revestida con liner de 4-1/2"; esta fase se encuentra relacionada con pozos que presentaron problemas durante la perforación que obligó a disminuir el diámetro de terminación en la zona de objetivo.

4.1. PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN EN EL CAMPO

Durante las actividades de perforación en el campo es común que se presenten problemas operacionales, aumentando los tiempos de perforación y los costos del proyecto. El aumento en los tiempos de perforación va a depender del tipo de

problema presentado, así como su identificación y las actividades de remediación más óptimas que pueda realizarse para continuar con las operaciones. Algunas veces, estos problemas son ocasionados por factores externos ajenos a prácticas realizadas por el personal, por ejemplo, condiciones climáticas o inconvenientes de aspecto social con las comunidades vecinas al área del proyecto, situación que afecta considerablemente los tiempos de perforación.

A continuación se definirán dos problemas operacionales y uno externo que fueron identificados como los de mayor recurrencia en el Campo de estudio.

4.1.1. Pega de tubería

Son la causa más común en las pérdidas de tiempo y costo en operaciones de perforación y/o re-acondicionamiento de pozos. Se puede establecer que se presenta una pega de tubería cuando la sarta de perforación no puede moverse libremente hacia arriba/abajo y/o rotar¹⁵. Existen dos tipos de pegas de tubería: las pegas diferenciales y las mecánicas. Las pegas mecánicas son causadas por problemas de pegas por empaquetamiento y geométricos. Por otro lado, en las pegas diferenciales la sarta es presionada contra las formaciones permeables por un diferencial de presión entre la presión de formación y la hidrostática. La fuerza friccional entre la sarta de perforación y la formación es tan alta, que no es posible mover la tubería. Un factor clave cuando se presentan pegas de tubería es la identificación del tipo de pega, debido a que cada tipo de pega tiene su procedimiento específico para darle solución.

¹⁵ RABIA, H. "Well Engineering and Construction" Entrac Consulting. United Kingdom: London. 2001, 463 p.

Los principales síntomas que el perforador puede percibir en superficie indicando problemas de pegas de tuberías son los cambios en la tendencia de perforación entre los que se encuentran:

- Cambios en el torque
- Cambios en los pesos de la sarta
- Cambios en la cantidad y la forma de los recortes (Cavings) que retornan a superficie
- Cambios en la presión de bombeo
- Cambio en las propiedades del lodo

4.1.2. Pérdidas de circulación

Pérdida de circulación significa que una cantidad importante de fluido de perforación fluye hacia la formación, normalmente ocurren en todas las profundidades alcanzadas y se pueden presentar por las características que tengan la formación, por ejemplo, formaciones demasiado porosas, permeables o no consolidadas, formaciones naturalmente fracturadas o cavernosas. Estas pérdidas ocurren durante la perforación, la circulación o la corrida del revestimiento; y son producto de una presión hidrostática generada por un peso de lodo mayor que el gradiente de fractura de la formación, es decir, hay una creación de fracturas mientras se está perforando o el lodo se puede estar perdiendo dentro de una fractura existente¹⁶.

¹⁶ MITCHELL, R.F.; MISKA, S.Z. "Fundamentals of Drilling Engineering". SPE Textbook, Series Vol 12. USA: Richardson, TX. 2011

Las pérdidas de circulación se consideran un problema operacional, debido al costo económico asociado que tiene el barril de lodo de perforación y la disponibilidad del lodo que se dispone dentro de la locación de perforación. Adicionalmente con el fortalecimiento de las normativas ambientales a nivel mundial, esta es una situación que no es tolerable y que puede acarrear grandes sanciones económicas para las empresas operadoras.

4.1.3. Bloqueo de las Comunidades

Los bloqueos por parte de la comunidad no hacen parte del grupo de problemas operacionales presentados durante la ejecución de una actividad, por eso, son registrados como eventos de “factores externos”. Aunque se consideren ajenos a las operaciones, cuando se registran casos de cese de actividades por bloqueo de la comunidad se observa un aumento en el tiempo de perforación de forma directa e indirecta. La forma directa, es la suspensión de actividades y se cuantifica desde el momento en qué inicia el bloqueo hasta que se da solución al mismo. El aumento en los tiempos de perforación también se da de forma indirecta, sucede porque una vez reanudada las operaciones se tienen que realizar actividades de acondicionamiento que incluye repasar intervalos ya terminados, o en algunos casos descartar lodo de perforación dañado (aumentando los costos de perforación), y por lo general se convierten estos intervalos en zonas de alto riesgo por intentos de pega de tubería (sí durante el cese de actividades no se encontraba el pozo revestido).

5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN UN CAMPO COLOMBIANO

5.1. INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN AL SOFTWARE ECO AGE

Para la aplicación de la metodología se seleccionó la campaña de perforación de un campo Colombiano correspondiente al año 2014, con un total de 49 pozos. Los registros históricos de perforación se encontraban organizados en un archivo de Excel y fueron exportados en formato XLS, ver figura 9.

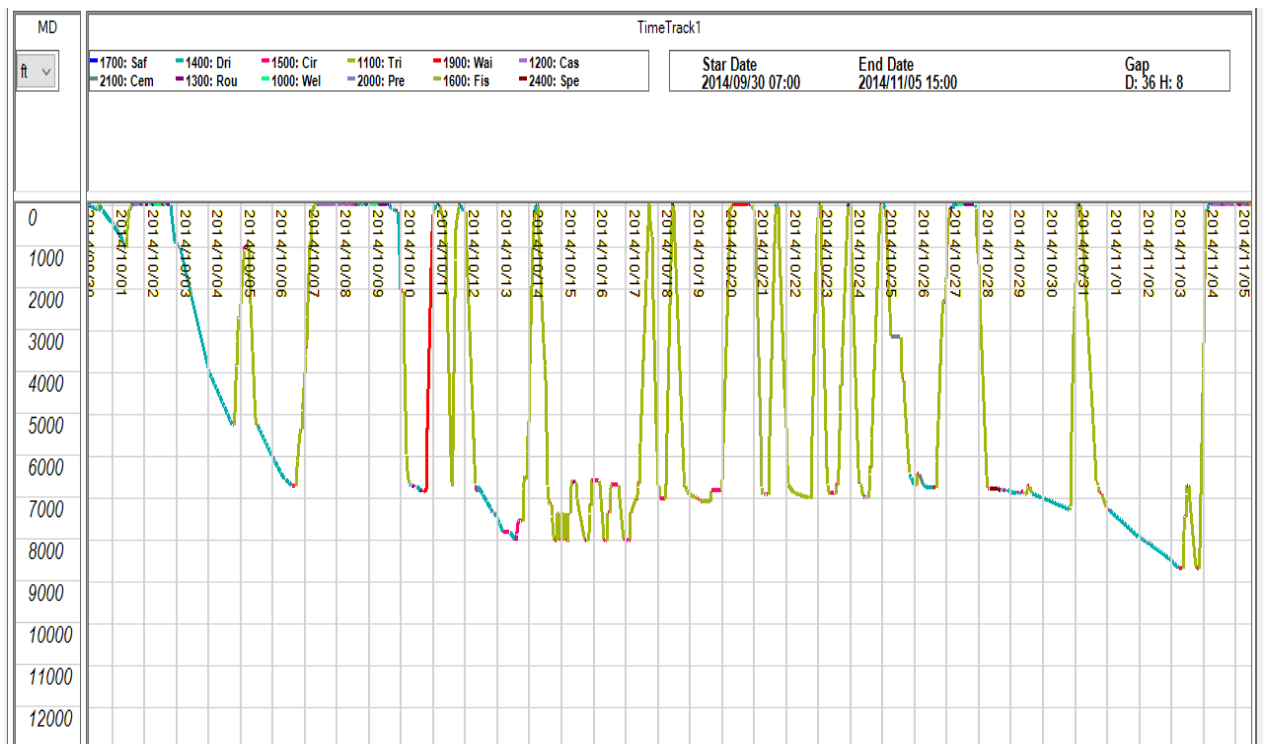
Figura 9. Datos tabulados de los registros históricos de perforación

Report date	Desde*	Hasta*	MD from	MD to	Profundidad de la Broca (M)	Siglas del Event	Duración (hr)	P/I	Tipo de N
2/21/2005	2/21/2005 6:00:00 AM	2/21/2005 1:30:00 PM	44	163		ODR	7,5	P	
2/21/2005	2/21/2005 5:00:00 AM	2/21/2005 5:30:00 AM	44	44		ODR	0,5	P	
2/21/2005	2/21/2005 5:30:00 AM	2/21/2005 6:00:00 AM	44	44		ODR	0,5	P	
2/21/2005	2/21/2005 9:30:00 PM	2/21/2005 10:00:00 PM	360	384		ODR	0,5	P	
2/21/2005	2/21/2005 1:30:00 PM	2/21/2005 3:00:00 PM	163	163		ODR	1,5	P	
2/21/2005	2/21/2005 3:30:00 PM	2/21/2005 8:30:00 PM	163	360		ODR	5	P	
2/21/2005	2/21/2005 10:00:00 PM	2/21/2005 10:30:00 PM	384	384		ODR	0,5	N	SFAL

Código	Subcódigo	Operación
2	A	INICIO PERFORACION DEL HUECO DE 17 1/2" DESDE 45 PIES HASTA 164' (119 PIES) ROP= 14.9 FT/HR. PARAMETROS DE PERFORACION: WOB=2-12 KLB, RPM=50-70 TQ=1.5-2.5 KLB-PIE, Q=250-400 GPM, P=120-350 PSI. INCREMENTAND
2	A	RECIBIO EQUIPO DE PRIDE A LAS 00:00 HORAS DEL 12 DE ENERO DE 2005. ARMO BHA No.1 DESDE SUPERFICIE VERIFICO FONDO DEL CONDUCTOR (45 PIES) ASI: BROCA TRICONICA SECURITY DBS No 1, TIPO: EBXT1GS S/N 10662842
27	A	REALIZO REUNION PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PROGRAMA DE INICIO DE OPERACIONES.
2	A	CONTINUO PERFORANDO DESDE 361' HASTA 385' ROP=4 PIES/HR. WOB=5-10 KLBs RPM=60-110, TQ=3.5-5 KLB-PIE, Q=450-600 GPM, P=380-820 PSI.
6	A	SACO BHA No.1 DESDE 164' HASTA SUPERFICIE PARA CAMBIO DE BROCA TRICONICA POR PDC. DESCONECTO BROCA DE 17 1/2" TRICONICA No.1U E INSTALO DOS ESTABILIZADORES DE 17.5". CALIFICACION BROCA No.1U : 0-0-NO-A-E
2	A	CONTINUO PERFORANDO DESDE 164' HASTA 361' (197') ROP=39.4 PIES/HR. WOB=5-10 KLBs RPM=60-110, TQ=3.5-5 KLB-PIE, Q=450-600 GPM, P=380-820 PSI.
2	A	DESTAPO FLOW LINE POR TAPONAMIENTO CON ARCILLA

En la figura 9 se muestra el registro histórico de perforación del campo, el cual, incluye todos los parámetros operacionales como ROP, WOB, RPM, entre otros, que fueron descritos en capítulos previos. Una vez, la información estaba organizada, se creó el archivo para conocer la compatibilidad de lectura con el software. Cuando el archivo fue aceptado, se dio inicio a la primera etapa de la metodología, que consistía en visualizar de forma gráfica toda la información tabulada, ver figura 10.

Figura 10. Curva del bit depth sin asignación de eventos de NPT'S para el pozo AJ-29



5.2. CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Como no se registraba información referente a inclinación, azimut o rumbo para los 49 pozos perforados durante la campaña 2014 y la profundidad objetivo para cada uno variaba, el análisis total en tiempo para toda la muestra no se podía realizar porque al variar las trayectorias y profundidades los resultados no eran comparativos entre sí. Por lo tanto, se realizó el análisis a la información de acuerdo a las tres fases de cada pozo y las operaciones necesarias para la construcción de las mismas, Ver tabla 2.

Tabla 2. Clasificación de la información en las tres fases y sus respectivas operaciones

FASE	OPERACIÓN
17 1/2"	Armar y bajar BHA convencional N°1 hasta conductor
	Perforar formación con BHA convencional N°1
	Sacar BHA convencional N°1 a superficie
	Armar y bajar BHA direccional N°2
	Perforar formación con BHA direccional N°2
	Sacar BHA direccional N°2 a superficie
	Armar y bajar casing 13 5/8"
	Cementar casing 13 5/8"
	Corte Casing e instalación BOP
12 1/4"	Armar y bajar BHA direccional N°3
	Perforar formación con BHA direccional N°3
	Viaje Intermedio
	Perforar formación con BHA direccional N°3
	Sacar BHA direccional N°3 a superficie
	Armar y bajar casing 9 3/8"
	Cementar casing 9 3/8"
Corte Casing e instalación BOP	
8 1/2"	Armar y bajar BHA direccional N°4
	Perforar formación con BHA direccional N°4
	Viaje Intermedio
	Perforar formación con BHA direccional N°4
	Sacar BHA direccional N°4 a superficie
	Armar y bajar Liner 7"
Cementar Liner 7"	

En la muestra de los 49 pozos, 5 pozos presentaban la fase de terminación perforada con broca de 6" y liner de 4-1/2". Como sólo se presentaron en estos pozos y era debido a problemas de pega de tubería, se decidió no incluir estos pozos dentro del análisis de identificación de ILT's, pero sí se tuvo en cuenta los tiempos no productivos para la distribución de los eventos, entonces, el grupo de pozos a los que se les estudió los ILT's se redujo y la muestra quedó con un total de 44 pozos. Otro filtro que se tuvo en cuenta, fue organizar la información de acuerdo a la fecha de sus operaciones, ubicándose cada pozo de acuerdo al mes en que inició la perforación.

5.3. IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE LOS NPT'S

Una vez establecidas las operaciones requeridas para la construcción de cada fase, era importante poder esclarecer los tiempos productivos y no productivos presentes en cada una de ellas. La figura 10, es la curva de bit depth para el pozo AJ-29, esta gráfica contiene el tiempo total de perforación y la profundidad alcanzada. Sin embargo, no se había identificado ningún problema durante la operación. Si no se establecían los eventos ocurridos, la información no sería muy útil. Por lo tanto, el siguiente paso consistió en la asignación de los eventos.

La asignación de eventos se realizó en dos pasos. El primero fue de forma visual y consistía en analizar los comportamientos anómalos en la curva de bit depth o hole depth, según fuera el caso. El segundo paso, fue desplegar la ventana de operaciones en el software e identificar los problemas registrados, ver figura 11.

Figura 11. Venta de operaciones del pozo AJ-29 en el software Eco-Age

Pozo: Ejemplo 1			
Operation	Date	Time	Description
POOH	lunes, 14 de diciembre de 2015	11:00	SACÓ DP DE 5 1/2" + BHA No 3 DIRECCIONAL EN HUECO ABIERTO DESDE 7467 FT HASTA 7252 FT CON Q: 960 - 1000 GPM, SPP: 2620 PSI, RPM: 70, TQ: 5-8 KLB-FT. PUNTO DE RESTRICCIÓN @ 7252 FT, (MAX OVERPULL: 30 KLB), PRESENTÓ AUMENTO
POOH	lunes, 14 de diciembre de 2015	17:00	SACÓ DP DE 5 1/2" + BHA No 3 DIRECCIONAL EN HUECO ABIERTO DESDE 7252 FT HASTA 6021 FT CON Q=700 - 800 GPM, SPP= 1534 - 1936 PSI.
Circulating	lunes, 14 de diciembre de 2015	19:30	BOMBEO 50 BBL DE PILDORA DE BAJA REOLOGIA + 50 BBL DE PILDORA VISCOSOPESADA (140 SEG-14 PPG). CAVING ANTES DE PÍLDORA: 3.6 BPH, DURANTE 2.7 BPH, DESPUÉS 0.7 BPH. CIRCULÓ HASTA RETORNOS LIMPIOS RECIPROCANDO SARTA
RIH	lunes, 14 de diciembre de 2015	20:30	BAJÓ BHA No. 3 DIRECCIONAL CON DP 5 1/2" LIBRE DESDE 6021 FT HASTA 7170 FT.
Circulating	lunes, 14 de diciembre de 2015	21:00	CIRCULÓ HASTA RETORNOS LIMPIOS RECIPROCANDO SARTA CON Q: 1000 GPM, SPP: 2430 PSI, RPM: 40, TQ: 4-6 KLB-FT.
RIH	lunes, 14 de diciembre de 2015	22:00	BAJÓ BHA No. 3 DIRECCIONAL CON DP 5 1/2" RIMANDO DESDE 7170 FT HASTA 7810 FT CON Q: 1006 GPM, SPP: 2440 PSI, RPM: 65, TQ: 4-7 KLB-FT.

Quando se despliega la ventana de operaciones del software, aparece una interfaz como se muestra en la figura 11. En ella se tienen resaltados tres componentes, cada uno de diferente color. En color rojo, se muestra la descripción del posible problema que se está presentando durante la operación. En color verde, la fecha y hora en la cual se registra el suceso; y por último, en color azul, la actividad que se estaba realizando antes de aparecer el evento. Esta información es importante porque va hacer solicitada durante la asignación de los eventos, ver figura 12.

Figura 12. Ventana para la asignación de eventos en el software

Fluid Control

Type of Event: Differential Sticking

Time type: Time point Time range

Date Time point 1: Automatic Date
Date: 07/08/2010
Hour: 05:16
Depth: 4345

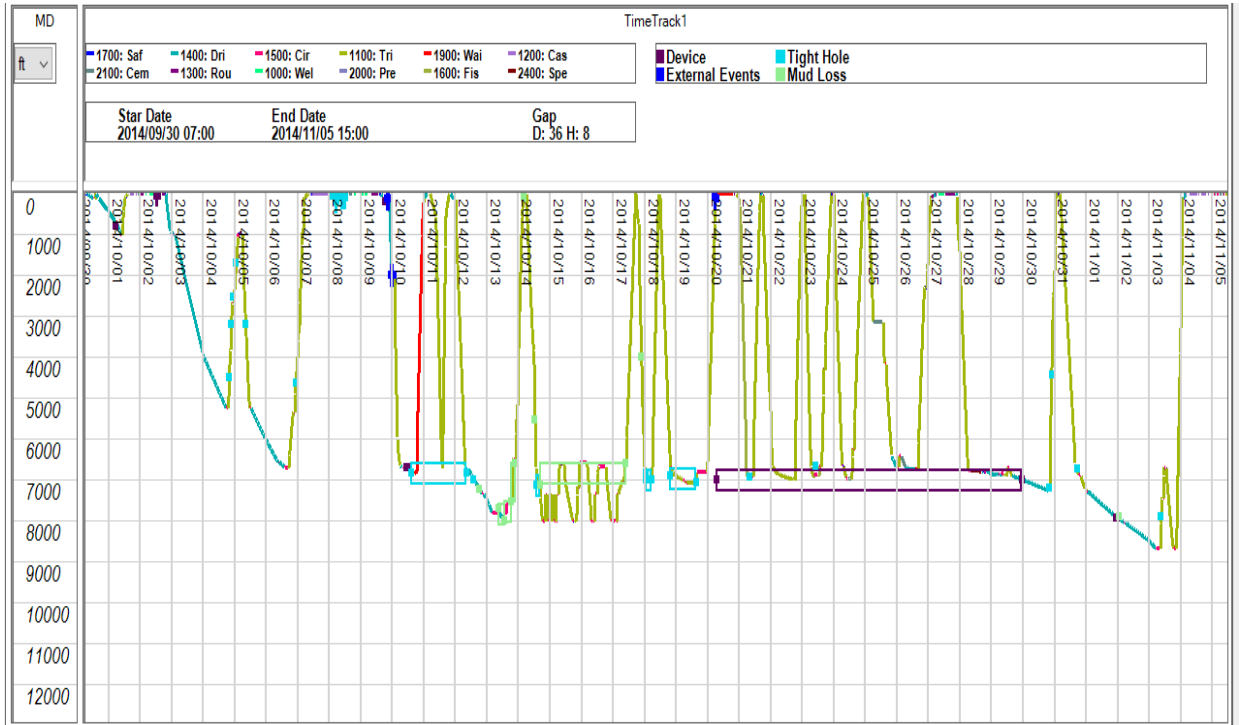
Date Time point 2: Automatic Date Tiempo evento
Date: 07/08/2010
Hour: 05:16
Depth: 4345

Event Description:
Cause Generating:
Solution:

Add Event

Cada asignación de evento fue realizada de forma manual mediante la ventana de “cargar evento”, ver figura 12. En ella se podía seleccionar el tipo de evento que se presentó (esta asignación es sujeta al criterio de la persona encargada de realizar el análisis), la fecha de inicio y finalización, la profundidad, la posible causa y su solución. Una vez se digita toda la información requerida por el programa, el software realiza la asignación de los eventos de acuerdo a las descripciones introducidas, permitiendo conocer el tiempo de duración de cada uno, el cual, se registrara como tiempo no planeado. Con la asignación de los eventos, la curva del bit depth se convierte en una herramienta que permite una mejor comprensión de toda la operación, ver figura 13.

Figura 13. Curva del bit depth con asignación de eventos de NPT'S para el pozo AJ-29



La figura anterior es un ejemplo de la asignación de varios eventos que ocasionaron tiempos no productivos, por ejemplo, problemas de pérdidas de lodo, tight hole, device y factores externos. Ahora, mediante la función de estadística onsite, se cuantificó el valor de estos tiempos para posteriormente calcular el valor de los tiempos productivos con la ecuación 1.

$$\text{Tiempo Productivo} = \text{Tiempo total de perforación} - \text{Tiempo no productivo} \quad (1)$$

Conocer los tiempos no productivos no es suficiente, por eso, el siguiente paso que se realizó fue el estudio sobre las posibles causas que los generaron, así,

como la frecuencia de ocurrencia que tienen con respecto a una operación en una fase en especial; proceso que se analizará en el capítulo de análisis de los resultados.

5.4. IDENTIFICACIÓN DE LOS ILT'S

Conocido el tiempo productivo para cada operación, se necesitaba conocer si ese tiempo registrado había alcanzado la mayor eficiencia posible o tenía oculto tiempos invisibles. Con el problema de no poder comparar los resultados por falta de información referente a la orientación de los pozos, se procedió a normalizar las operaciones que estuvieran en función de la profundidad utilizando la relación [ft/hr], esta relación busca hacer comparativo los resultados entre todos los pozos, ver ecuación 2.

$$\left[\frac{ft}{hr} \right] = \frac{h_{distancia\ recorrida}[ft]}{t_{tiempo\ productivo}[hr]} \quad (2)$$

La ecuación 2 relaciona la distancia recorrida para cada actividad y sus tiempos productivos. Esta ecuación se aplicó en las operaciones de armar y bajar BHA, perforar formación, viaje intermedio, sacar BHA a superficie, armar y correr revestimiento, ya que son función de la profundidad. A las operaciones de cementar y, corte e instalación de BOP su análisis se hizo en función del tiempo.

Para la identificación de los tiempos invisibles se utilizó el valor de un tiempo ideal calculado mediante la ecuación 3.

$$\text{Cálculo de tiempo ideal} = \frac{h_{\text{distancia recorrida}}}{R_{\text{máxima}}} \quad (3)$$

El numerador en la ecuación 3 es la profundidad del recorrido en qué se realizó la operación. El divisor por otra parte, se deja constante y es el máximo valor de las relaciones en cada actividad calculadas previamente. Los ILT's serán calculados con la diferencia entre el tiempo productivo y el tiempo ideal, ver ecuación 4 y la tabla 3.

$$\text{Cálculo ILT's} = \text{Tiempo productivo} - \text{Tiempo ideal} \quad (4)$$

Tabla 3. Normalización en función de la profundidad para la operación perforar formación.

Perforar						
Duración [hr]	NPT's [hr]	Dist. Recorrida [ft]	Relación [ft/hr]	Tiempo Ideal [hr]	ILT [hr]	Porcentaje Invisible
35,5	1	1539	44,6	6,5	28,0	0,8
96	0	2020	21,0	8,6	87,4	0,9
35,5	0,5	1602	45,8	6,8	28,2	0,8
43	0	1578	36,7	6,7	36,3	0,8
27	0	1712	63,4	7,2	19,8	0,7
41,5	0	2183	52,6	9,2	32,3	0,8
50	3	1578	33,6	6,7	40,3	0,8
77	0	1653	21,5	7,0	70,0	0,9
69,5	21	1554	32,0	6,6	41,9	0,6
38	0	1571	41,3	6,7	31,3	0,8

En la tabla 3, se muestra la información referente a la operación perforar, en ella está el tiempo total y el valor del tiempo no planeado calculado con el software. También está la distancia del recorrido de la actividad (en este caso, el intervalo perforado), la relación de [ft/hr] y el cálculo de los ILT's para cada operación. El tiempo real de operación va ser la diferencia entre el tiempo productivo y el valor de los ILT's calculados previamente. Adicionalmente se tiene el porcentaje que representan los ILT's en cada pozo.

Como se mencionó anteriormente, las operaciones que no fueron dependientes de la profundidad, se analizaron en función del tiempo, ver tabla 4.

Tabla 4. Tiempos sin normalizar de la operación cementar

Cementar RVT		
Duración [hr]	NPT's [hr]	Tiempo productivo [hr]
9,5	0	9,5
9	0	9
4,5	0	4,5
8	0	8
7	0	7
4	0	4
11,5	0,5	11
4,5	0	4,5
6,5	0	6,5
5,5	0	5,5
6,5	0	6,5
8	0	8

El análisis de la operación de cementar para cada pozo solo cuenta con el tiempo total y los tiempos no productivos, información básica para calcular el tiempo productivo.

5.4.1. Tiempo de referencia para el cálculo de los ILT'S

El campo tiene normalizada la relación [ft/hr] para cada operación referente para el año 2017, ver tabla 5.

Tabla 5. Tiempos y relaciones [ft/hr] normalizados para campo en el año 2017

Fase	Operación	tiempo [hr]	Profundidad [ft]	Relación [ft/hr]
17 1/2"	Armar y Bajar BHA Convencional	10	43	4,3
	Perforar Formación con BHA Convencional	6	207	34,5
	Sacar BHA Convencional	1,5	250	166,7
	Armar y Bajar BHA Direccional	3	250	83,3
	Perforar Formación con BHA Direccional	9,5	750	78,9
	Sacar BHA Direccional	4,5	1000	222,2
	Armar Y correr RVTO 13 5/8"	5,5	1000	181,8
	Cementar RVT 13 5/8"	5		
	Corte RVTO e instalación BOP	14,5		
12 1/4"	Armar y Bajar BHA Direccional	7,5	1000	133,3
	Perforar Formación con BHA Direccional	36,5	3500	95,9
	Viaje Intermedio	19	3500	184,2
	Perforar Formación con BHA Direccional	34,5	2817	52,7
	Sacar BHA Direccional	13,5	6317	467,9
	Armar Y correr RVTO 9 3/8"	30,5	6317	207,1
	Cementar RVT	8		
	Corte RVTO e instalación BOP	3,5		
8 1/2"	Armar y Bajar BHA Direccional	14,5	6317	435,7
	Perforar Formación con BHA Direccional	50	1605	32,1
	Viaje Intermedio	9,5	1605	168,9
	Sacar BHA Direccional	12,5	7922	633,8
	Armar Y correr LN 7"	26,5	7922	298,9
	Cementar Y Asentamiento LN 7"	23		

La tabla 5 contiene las relaciones normalizadas establecidas para el campo en el año 2017 y fueron utilizadas como valores de referencia para la comparación entre los pozos de la campaña de estudio. Otro valor de referencia que se empleo fue el valor promedio de la relación [ft/hr] calculado para cada actividad de todos los pozos.

6. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

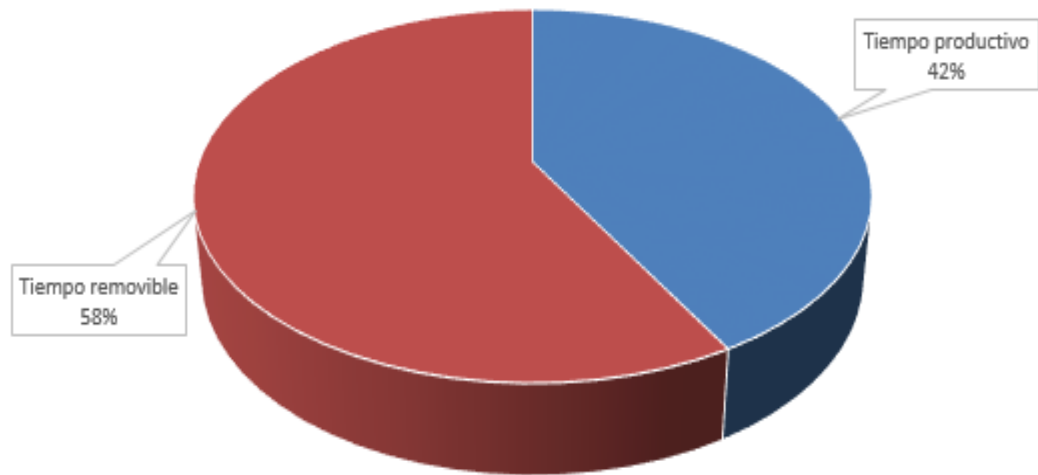
El último paso de la metodología consiste en poder realizar el estudio de los resultados y plantear las hipótesis que pueden generar los tiempos no planeados. El primer resultado que se obtiene es el tiempo total para toda la campaña del año 2014, así como el tiempo productivo y el tiempo removible, ver tabla 6.

Tabla 6. Tiempo total de la campaña 2014

Tiempo total de campaña 2014			
Tiempo Total [día]	Tiempo Productivo [día]	Tiempos Removibles	
		NPT's [día]	ILT's [día]
1619,7	677,7	589,6	352,5

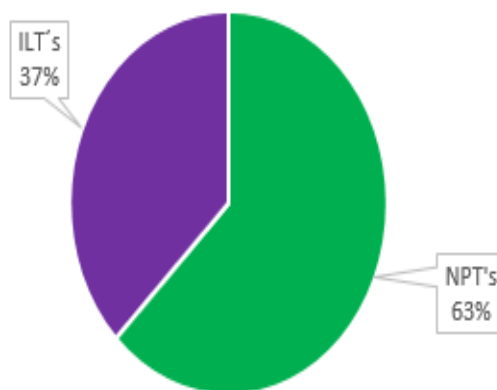
Durante la campaña 2014 los tiempos productivos representaron el 42 por ciento de los tiempos totales, lo que significa una baja eficiencia en la ejecución de sus operaciones en cada fase, ver figura 14.

Figura 14. Distribución de los tiempos totales de perforación para la campaña 2014



El tiempo removible al representar el 58% del tiempo total para la campaña, direcciona todo el análisis de los resultados en poder encontrar las causas que los ocasionaron. Al tener cuantificado los valores de los NPT's e ILT's, se puede hacer la distribución de cada uno en los tiempos removibles, ver figura 14.

Figura 15. Distribución del tiempo removible para la campaña 2014



Sí se toma el tiempo removible como si fuera el tiempo total de operación, el 63% se atribuiría a NPT's y el restante a los ILT's. En la figura 15 se muestra que el tiempo no planeado no solo se encuentra ligado a los NPT's, sino que existe un 37% de tiempo invisible oculto dentro de los tiempos productivos. Con base en lo anterior, se hará un análisis separado de los NPT's e ILT's y que relación puede existir entre ellos.

6.1. ANÁLISIS DE LOS NPT'S

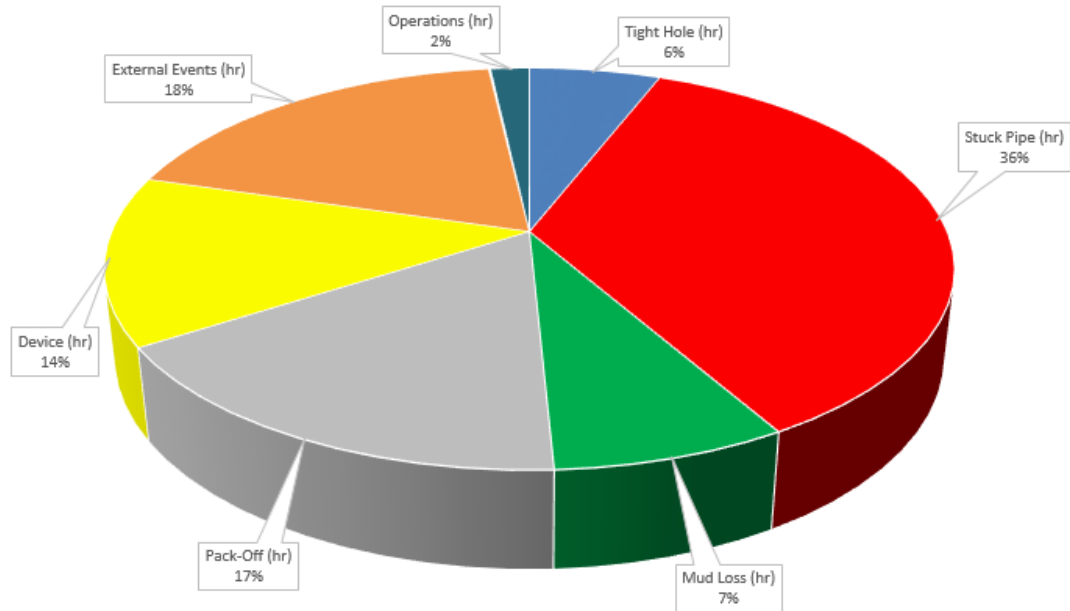
El tiempo promedio de perforación para el campo de estudio en el año 2014 se encontraba alrededor de los 18 y 20 días de operación. Algunos pozos registran tiempos superiores a los 20 días, el aumento en los tiempos de perforación se deben principalmente a factores tanto externos como internos de la operación, problemas que se encuentran envueltos en cuatro eventos principales, los cuales son: las pegas de tubería, pérdidas de Lodo, Device (falla en equipos) y factores externos, ver tabla 7.

Tabla 7. Distribución de los NPT's para la campaña 2014

DISTRIBUCIÓN NPT's		
Evento	Tiempo (días)	%
Tight Hole	35,1	6,0
Stuck Pipe	210,4	35,7
Mud Loss	44,7	7,6
Pack-Off	98,5	16,7
Device	80,3	13,6
External Events	109,6	18,6
Balloning	0,08	0,0
Colapsed Hole	0,23	0,0
Scheduled	0	0,0
Influx	0,19	0,0
Operations	10,4	1,8
Chemical Interaction	0	0,0
Differential Sticking	0,021	0,0
Total	589,5	100,0

En la tabla 7 se encuentra el tiempo total expresado en días de los eventos presentados y el porcentaje que representan cada uno. Para mostrar la distribución se realizó la gráfica de NPT's total para la campaña de perforación correspondiente al año 2014, ver figura 16.

Figura 16. Distribución de NPT's total en la campaña 2014



El mayor evento registrado en tiempo en todos los pozos son las pegas de tubería, las cuales involucran altos tiempos no operativos, así mismo, cuando no se tiene una solución eficaz se deben realizar trabajos de sidetrack, modificando la profundidad y el diámetro de terminación del pozo. Las fallas en equipos o herramientas (en Eco-Age es igual a Device) ocurren con alta frecuencia, e involucran bastante tiempos para darle solución. Los factores externos (bloques de la comunidad) representan un 18% y generan tiempos no operativos superiores a 10 días dependiendo de la problemática social presentada. Además, la reactivación de las operaciones en los pozos se registran con acondicionamiento de zonas terminadas, intentos de empaquetamiento de la sarta y en algunos casos cambio de lodo dañado por falta de circulación.

Las pérdidas de lodo representan el 7% en tiempo pero involucran altos costos y NPT's, el inconveniente es que a veces no son registrados como un evento de tiempo no planeado. Estas pérdidas en algunos casos pueden llegar a valores de

500 barriles o casos más críticos pueden superar los 25000 barriles de lodo, como es el caso en el pozo AJ-19. Las condiciones climáticas tienen tiempos no operativos normalmente de una hora y generan la suspensión de actividades como medida preventiva.

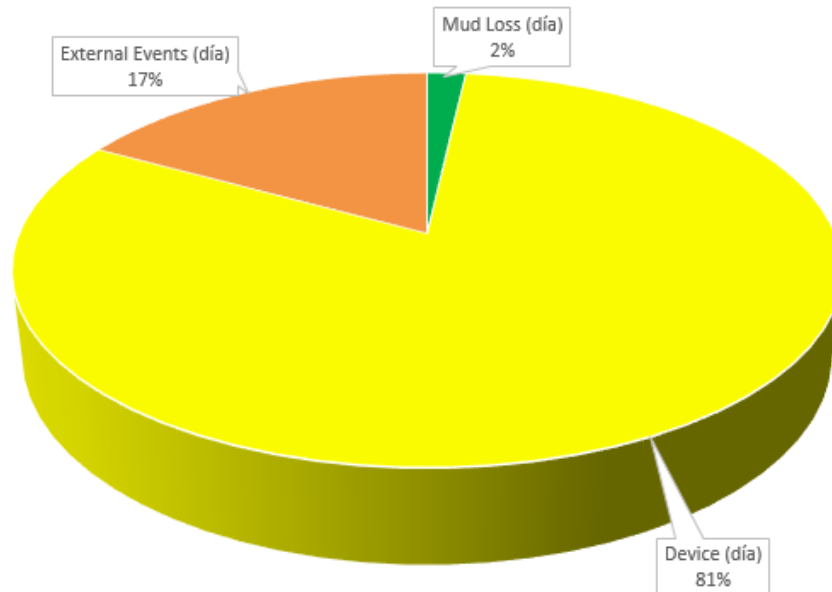
Los eventos relacionados con restricciones, pega de tubería y pérdidas de lodo no ocurren a una misma profundidad para todos los pozos, pero estos problemas sí muestran una tendencia de acuerdo a la profundidad alcanzada, las formaciones que se están atravesando o las actividades previas en las cuales comienzan a presentarse.

6.1.2. Análisis de los NPT's por fases.

- **Fase 17-1/2"**

La primera fase de perforación corresponde a la de 17-1/2". Esta fase se caracteriza por tener un tiempo promedio de operación de 2.5 días, e inicia con el tubo conductor de 20" a 43 o 45 pies hasta alcanzar una profundidad promedio de 1020 pies. Los tiempos no productivos en esta fase son ocasionados por eventos de device, mud loss y external events, ver figura 17.

Figura 17. Distribución NPT's en la Fase 17-1/2"



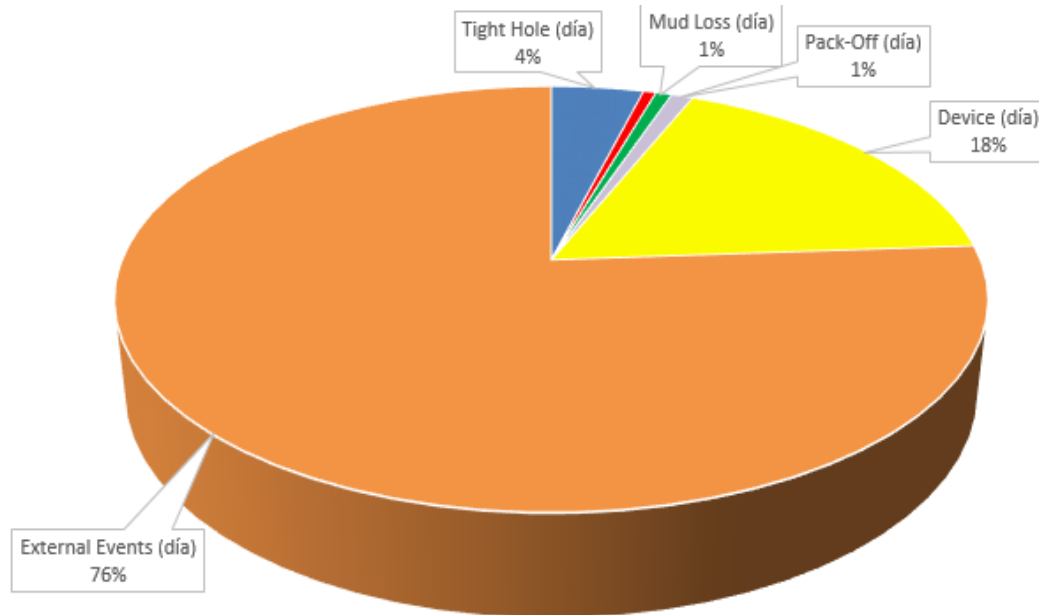
En la fase inicial no es muy común que se presenten eventos de NPT's, pero cuando se registran están en su mayoría relacionados con altas vibraciones en la broca ocasionadas por problemas litológicos mientras se perfora la formación más superior y fallas en equipo relacionados con taponamiento de las bombas con material arcilloso o daños en el top drive. Los factores externos tienen como causa las tormentas eléctricas.

- **Fase 12-1/4"**

El tiempo promedio de operación (perforación, corrida y cementación revestimiento) es de 10.65 días. Caso contrario a la fase de 17-1/2", en este intervalo comienzan aparecer problemas de restricciones e intentos de pega de

tubería realizando viajes intermedios de acondicionamiento programados o sacando tubería, ver figura 18.

Figura 18. Distribución NPT's en la fase de 12-1/4"

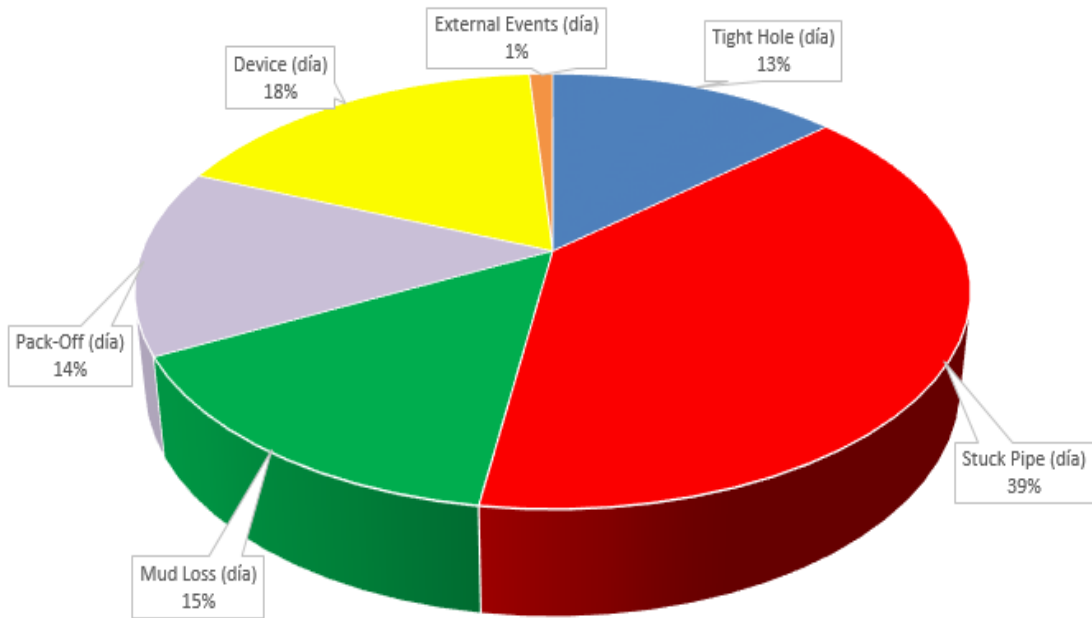


En este caso particular los external events fueron las principales causas que generaron los tiempos no productivos y están directamente relacionadas con problemáticas sociales. Los problemas de device eran generados por wash out que obligaron a sacar el BHA a superficie para revisarlo y correr uno nuevo. Los tight Hole se presentaron durante los viajes intermedios hasta el zapato del revestimiento ocasionados por la tortuosidad de los pozos durante la perforación.

- **Fase 8-1/2"**

En esta fase se encuentran relacionadas la mayoría de los eventos de NPT's para la campaña 2014, ver figura 19.

Figura 19. Distribución NPT's en la fase de 8-1/2"

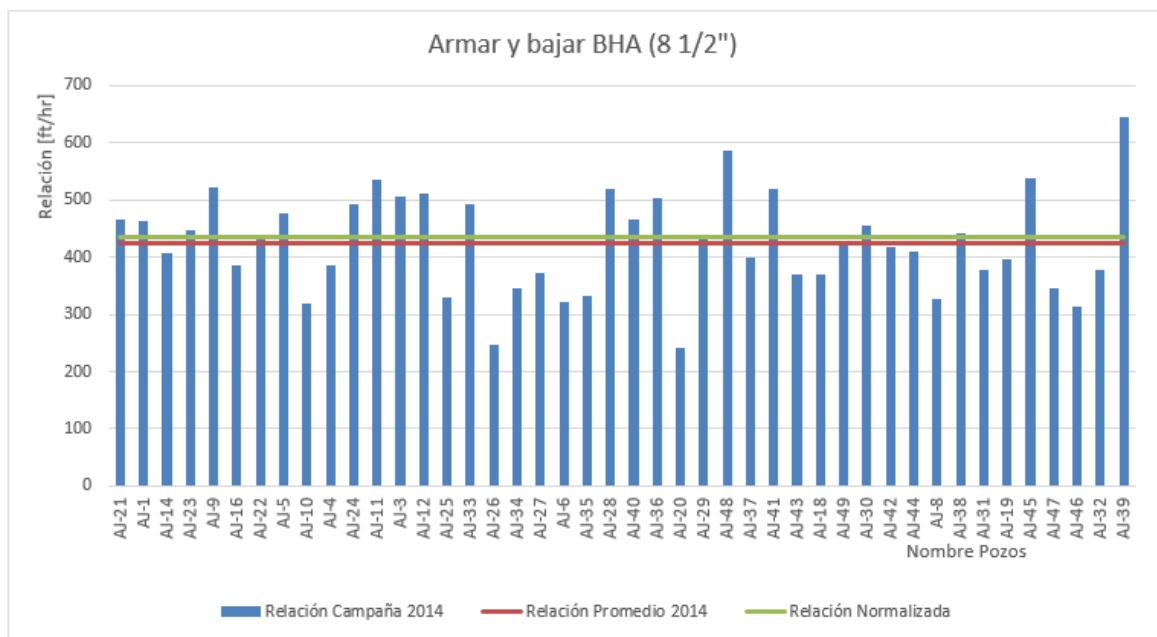


En la última fase se presentan los mayores tiempos no productivos como consecuencia de las pegas de tubería, pérdidas de lodo y los tratamientos para curar las mismas. Algunos pozos reportan dificultad para la corrida del liner de 7" con intentos de empaquetamiento obligando a sacar el liner hasta superficie para correr un BHA de acondicionamiento en el intervalo de interés y en algunos casos llegándose a presentar las pegas de tubería.

6.2. ANÁLISIS DE LOS ILT'S

Cuando se realizó el cálculo de las relaciones de [ft/hr] y el cálculo de los ILT's para los pozos como se presentó en la tabla 3, la información se analizó en forma gráfica para poder comparar el desempeño de cada pozo con respecto a los valores de referencia establecidos (Valores normalizados año 2017 y relación [ft/hr] promedio de los pozos), ver figura 20.

Figura 20. Relación [ft/hr] para los pozos durante la operación bajar BHA en la fase de 8-1/2"



Cuando se realizaron las gráficas de las relaciones [ft/hr] para cada operación en las diferentes fases, se encontró que estaban asociados los valores promedio de operación superiores a los normalizados con las causas de los eventos de empaquetamiento y pérdidas de lodo en la fase de 8-1/2", Ver figura 21, figura 22.

Las gráficas para las operaciones de viaje intermedio y sacar BHA a superficie en la fase de 8-½” tiene una particularidad, en ellas el valor normalizado del año 2017 se encuentra por debajo al valor promedio calculado para el año 2014, ver figura 21 y figura 22.

Figura 21. Relación [ft/hr] para los pozos durante la operación viaje intermedio en la fase de 8-½”

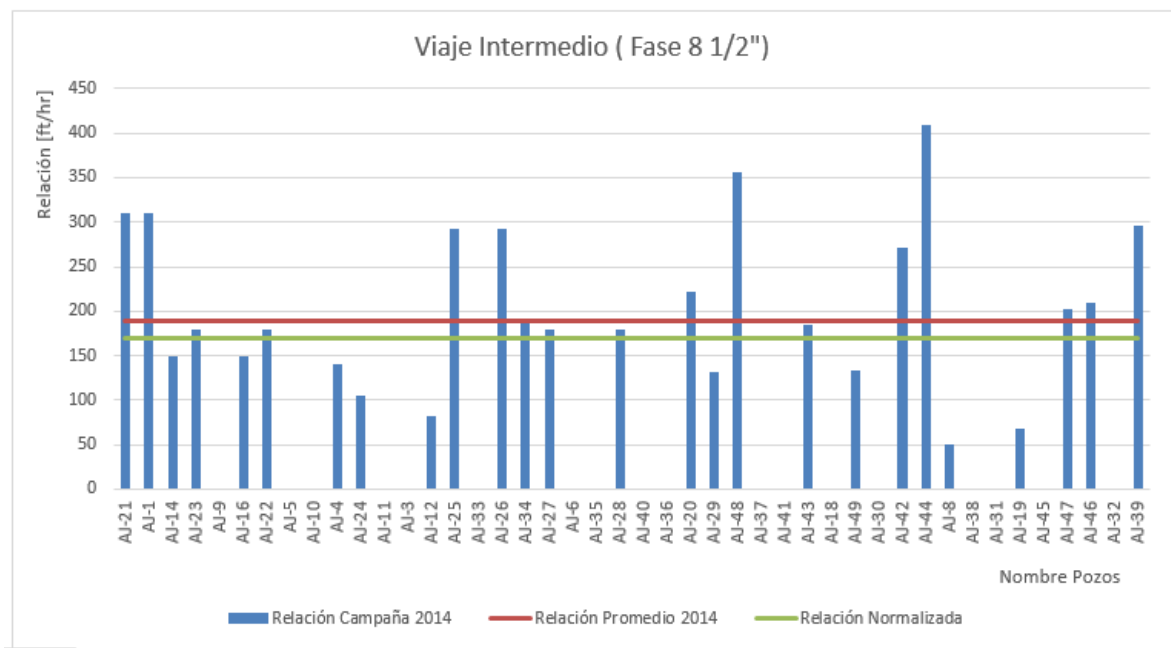
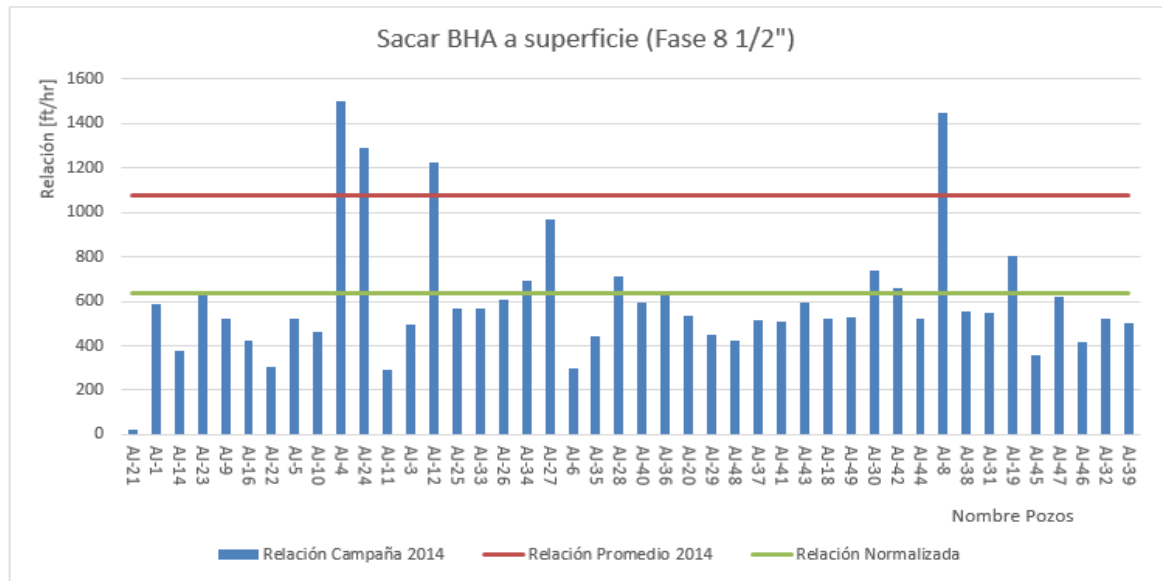


Figura 22. Relación [ft/hr] para los pozos durante la operación sacar BHA en la fase de 8-1/2"



Cuando se analizó que impacto podía tener valores de la relación promedio [ft/hr] superiores a los normalizados para estas dos operaciones, se determinó qué; primero, durante la campaña 2014 se podían realizar los viajes intermedios y sacar el BHA a superficie en la fase de 8-1/2" en menor tiempo con respecto al año 2017. Segundo, se obtiene valores de ILT's mínimos de estas operaciones para cada pozo, pero, al comparar este dato con las gráficas de distribución de NPT's para las operaciones de sacar BHA a superficie y bajar liner en la misma fase, ejecutar estas actividades con velocidades superiores a las normalizadas no era tan positivo, debido a la aparición de eventos de NPT's que podrían estar siendo causados de forma inducida durante la realización de estas operaciones durante la perforación del pozo, ver figura 23 y figura 24.

Figura 23. Distribución NPT's en la operación sacar BHA en fase de 8-1/2"

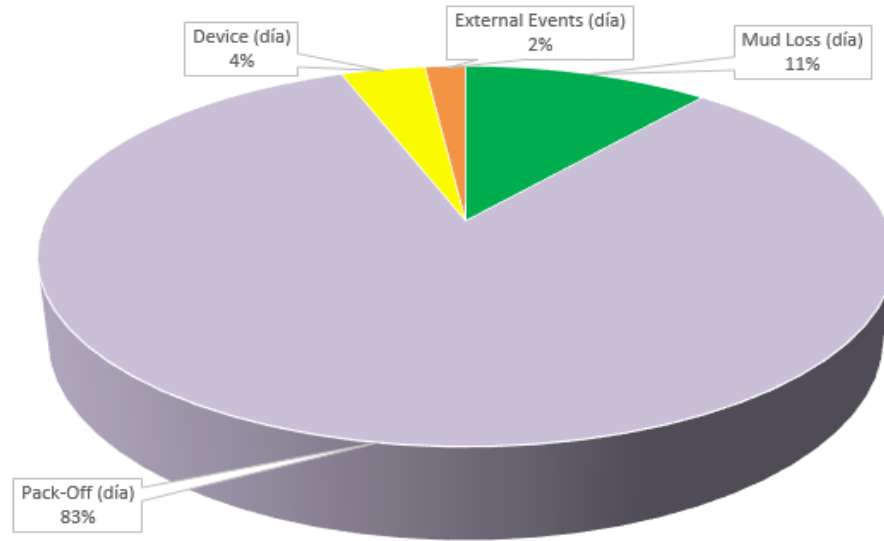
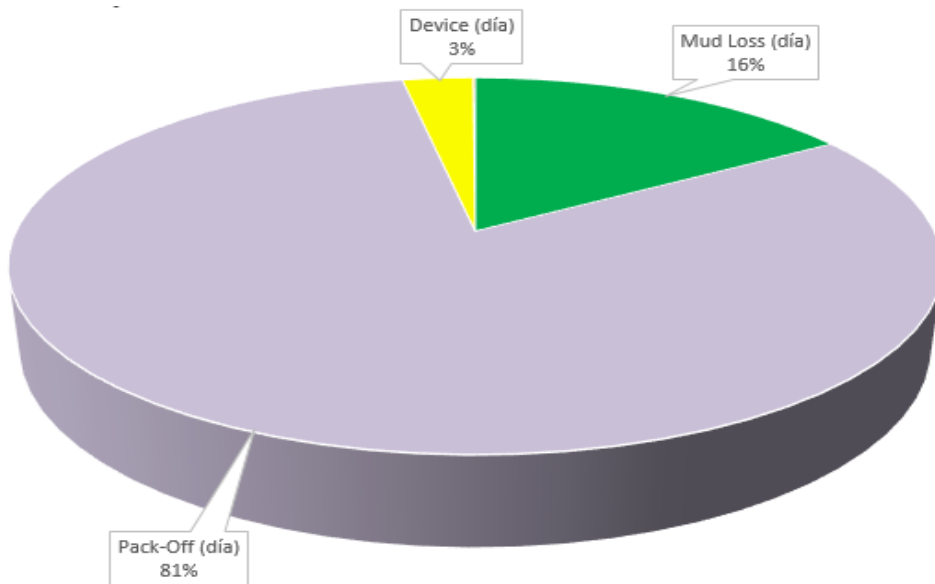


Figura 24. Distribución NPT's en la operación Bajar Liner en fase de 8-1/2"



La graficas anteriores de distribución de los eventos en la operaciones de sacar BHA a superficie y bajar liner en la fase de 7", muestran un porcentaje del 83% y 81% para el evento de empaquetamiento, y un porcentaje del 11% y 16% para las pérdidas de lodo. La aparición de estos eventos puede estar asociada con las velocidades con que se ejecutaron las operaciones previas en los viajes intermedios y sacando el BHA a superficie, dado que durante la campaña era común encontrar en la fase de terminación, intervalos con altas tortuosidades, litologías con problemas de inestabilidad, formaciones perforadas con zonas fracturadas y zonas de bajas presiones que pueden estar generando los eventos de empaquetamiento y/o pérdidas de lodo hacía la formación.

.

7. CONCLUSIONES

- El análisis de los tiempos de perforación utilizando como información de entrada los registros históricos de operación (parámetros operacionales) permite desarrollar metodologías y estrategias prácticas para la identificación de zonas o actividades problemáticas en la perforación de pozos futuros. Además, el uso de la relación [ft/hr] en el análisis de las operaciones de los pozos, permitió identificar los posibles eventos y causas asociados a la aparición de los tiempos no productivos, calcular el desempeño alcanzado por los pozos, los tiempos invisibles y sus tiempos no planeados (NPT) en cada una de sus fases.
- En la muestra de los pozos analizados, las pegas de tubería por empaquetamiento representan el 17% de todos los tiempos no productivos y su causa se encuentran asociadas en operaciones donde los valores promedio de [ft/hr] calculados eran mayores a los valores normalizados para el campo en el año 2017. Otros eventos asociados que aparecen como causa de las altas velocidades de operación son las pérdidas de lodo y los problemas de “device” (problemas con las herramientas).
- De acuerdo con la metodología planteada, los tiempos no planeados totales (incluyendo los NPT's e ILT's) para el campo de estudio en el año 2014 representó el 58% del total de la perforación, lo que indica, que las actividades tienen asociadas ineficiencias operacionales durante la realización de las mismas, esto, se evidencia con la aparición de tiempos no productivos asociados a las pegas de tubería y pérdidas de circulación durante la perforación de los pozos.

- Los tight hole, aunque representen sólo el 6% de las causas que generan tiempos no productivos durante la campaña 2014 y que en la mayoría de casos se encuentren registrados dentro de las actividades productivas. las restricciones en los pozos disminuyen la eficiencia de operación porque obligan a acondicionar intervalos que ya estaban terminados y los convierten en zonas con riesgo de pega de tubería.
- Las problemáticas sociales en las zonas vecinas al campo ocasionaron el 18% del total de los tiempos no productivos, a pesar de que son eventos externos y ajenos a eventos operacionales, cuando se registran tienen asociados altos valores de NPT's porque obligan al cese de actividades y al acondicionamiento del pozo. Además, aumentan el riesgo de presentarse problemas relacionados con pegas de tubería, si al momento de los incidentes, los intervalos no se encuentran revestidos.
- Las ecuaciones y relaciones utilizadas en el cálculo de los ILT's para las operaciones establecidas en cada fase, permitió identificar que el 37% de los tiempos no planeados se atribuyen a los tiempos invisibles, los cuales, se encuentran registrados dentro de los tiempos productivos y fueron una de las causas en la desviación entre los tiempos de referencia y la campaña 2014.

8. RECOMENDACIONES

- Para la aplicación de la metodología en futuros proyectos, se recomienda utilizar un cálculo diferente de ILT's para comparar los resultados obtenidos y reducir la incertidumbre de los resultados en el análisis.
- Utilizar muestras de pozos que cuenten con toda la información referente al estado mecánico, la inclinación, el azimut, las formaciones perforadas, profundidades alcanzadas, etc.
- Para nuevos estudios es importante incluir en la metodología el análisis de las variables que no se rigen en función del tiempo ni en profundidad, como lo son, por ejemplo, las configuraciones y cantidad de BHA utilizados en la perforación de los pozos.
- Se recomienda tener un control de las velocidades de ejecución de cada operación durante la perforación de los pozos, porque realizar actividades a altas velocidades pueden inducir problemas que generan pérdidas de tiempo.

BIBLIOGRAFÍA

- BASBAR, A.E. & AI KHARUSI, A: “Reducing NPT of rigs operation through competency improvement. A lean manufacturing approach” Swift Technical Solutions. SPE 180066 (2016)
- BOND, D.F. SCOTT, P.W. PAGE, P.E. & WINDHAM, T.M. “Applying technical limit methodology for step change in understanding and performance”. Woodside Offshore Petroleum. SPE 51181 (1998)
- BOURGOYNE, A.T.; CHENEVERT, M.E.; MILLHSIM, K.K.; YOUNG, F.S. “Applied Drilling Engineering”. SPE Textbook, Vol 2. USA: Richardson, TX. 1991.
- CAICEDO,H.;CALHOUN,W.;EWY,R.; Chevron Corporation Energy Technology Co. “Unique Bit Performance Predictor Using Specific Energy Coefficients as a function of confined compressive strength impacts drilling performance”.Block1, Forum 2 paper
- DE WARDT, J. & RUSHMORE, P. “True lies: Measuring Drilling and Completion Efficiency” SPE-178850 - MS (2016)
- DE OLIVEIRA, G; ZANK, C; COSTA, A; MENDES, H; HENRIQUES, L; MOCELLN, M; OLIVEIRA, J. “Offshore Drilling Improvement through Automating the Rig State Detection Process- Implementation Process History and Proven Success”. En SPE/IADC, 2016.
- Exxon Mobil Corporation “Advanced Techniques for increased drilling performance” Technology drilling insert, (2009)
- FORD BRETT, J. “The Perfect Well Ratio: Defining and using the theoretically minimum duration to improve drilling performance” OGS International. AADE-06-DF-HO-13 (2006)

- HERNANDEZ, C. & TORRES, R. “KPI Drilling Database. Drilling process synergy achieved through a systematic and analytic approach” Kayros Investments. AADE – 11- NTCE 77 (2011)
- HONG ONG, S.; POWER, W.L.; Baker Hughes.; TANJUNG, E.; PERTAMINA HULU ENERGY: Geomechanics Improves Drilling Operations and Reduces Non-Productive Time (NPT) in Kilo Field, Offshore Northwest Java. En Society of Petroleum Engineers, SPE Production & operations, Octubre 2015.
- HOSSAIN, M.E.; AL-MEJED, A.A. “Fundamentals of Sustainable Drilling Engineering”. WILEY. USA. 2015
- “IADC Drilling Manual” International Association of Drilling Contractors. USA: Houston, TX. 2000
- JONES, A. & POUPET, P. “Drilling the limit – A practical approach to breakthrough performance” Shell U.K. Exploration and Production. SPE 59207 (2001)
- KUCKS, R.; OMV; THONHAUSER, G.; TDE; REGAN, M.; KONSBERG; HANSON, J.; IDS; HAUGEN, J.; GUNDERSEN, O.E.; VERDANDEN. An holistic approach to improving drilling performance in real time: Integrating measured, analyzed, modelled and reported drilling data. En SPE/IADC 173115-MS, Drilling conference and exhibition, March 2015.
- MAIDLA, E. & MAIDLA, W. “Rigorous drilling NPT determination and elimination of Invisible Lost Time. Theory and Case histories”. TDE Petroleum Data Solutions, SPE 138804 (2010)
- MITCHELL, R.F.; MISKA, S.Z. “Fundamentals of Drilling Engineering”. SPE Textbook, Series Vol 12. USA: Richardson, TX. 2011

- NAJEM, N; AL-OWALSH, A; KUWAIT OIL COMPANY. “The Implementation of Real Time Drilling Decision Center (RTDDC) in Kuwait”. En SPE 172740-MS, Society of Petroleum Engineers, 2015.
- NOERAGER, J. & WHITE, J. “Drilling time predictions from statistical analysis” Exxon Production Research. SPE 16164 (1987)
- ONYIA, E. “Relationships between formation strength, drilling strength, and electric log properties” Amoco Production Company. SPE 18166 (1988)
- PORTILLA, H.E.; SUÁREZ, D.F.; CORZO, R. “Metodología para la optimización de parámetros de perforación a partir de propiedades geomecánicas”. En Revista Fuentes: El reventón Energético, Julio 2012, 5-11p.
- RABIA, H. “Well Engineering and Construction” Entrac Consulting. United Kingdom: London. 2001
- SAWH, V.; SOLOMON, H.; BAKER HUGHES INCORPORATED. “Drilling optimization platform for well cost optimization”. En SPE 180809-MS, Society of Petroleum Engineers, June 2016.
- TAYLOR, A; WESLEY, A; ADARI, R; KURIÑAN, L, HALLIBURTON. “Employing Process, Benchmark Automation, and Real-Time Analysis to Improve Drilling Efficiency”. En IADC/SPE-180638-MS, Society of Petroleum Engineers, 2016.
- ZAFAR, S. H. & AKINNIRANYE G. “KPI Benchmarking – A systematic approach” Schlumberger. AADE–NTCE 07-04. (2009)
- ZAKARLYA, R.; ZEIN, A.; DIAB, E.; LOTFY A.; MARLAND, C.; HALLIBURTON; . A case study of real-time drilling optimization to improve well delivery through enhancing drilling rates and identifying invisible lost time to improve performance. En SPE 175748-MS, Society of Petroleum Engineers, September 2015.