

Análisis de tiempos de perforación a partir de la identificación de tiempos no productivos e invisibles en operaciones de perforación en un Campo de Ecopetrol

Pablo David Capacho Sánchez

Sergio David Camargo Rivera

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

Néstor Fernando Saavedra Trujillo

M. Sc. Ingeniería de Petróleos

Codirector

Reinel Corzo Rueda

M. Sc. Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A mis papás, dueños de todos mis logros y triunfos por todo el apoyo incondicional que he recibido. Ellos son mi impulso para crecer día a día como persona y en esta oportunidad, para ser un gran profesional.

A mi nonito José Miguel, quién me acompañó durante 19 años y fue uno de los mejores regalos que me dio la vida. Desde lejos, me sigue acompañando como siempre lo hizo, con mucho orgullo y felicidad en los logros alcanzados.

A mis amigos de la Universidad, quienes compartieron conmigo muchas traspasadas y rumbas que hicieron de esta, una de las mejores cosas que he vivido. En especial a Efraín, Nicolás, Andrés, Daniel, Danidu, Mapu y Mayra.

A mi Team SPE, con quienes compartí la mejor experiencia que tuve durante la Universidad, con muchos eventos organizados, rumbas merecidas y fincas disfrutadas, en especial a Victor, Berdugo, Eduardo, Sergio, Sandrita, Genghini, Pipo, Diego, Daniela y Jhon.

A ella, por brindarme amor y compañía durante la mayor parte de este proceso.

Pablo David Capacho Sánchez

Dedicatoria

Principalmente este mérito es para Dios Todopoderoso, por poner en el camino de la vida todas las bendiciones y oportunidades que he recibido.

A mis padres, quienes me han formado y son los merecedores de todos mis triunfos porque por ellos es que soy quien soy y a ellos les debo todo; y como siempre he dicho, estoy acá para hacerlos sentir orgullosos de su hijo.

A mi hermana, apoyo incondicional en todo momento. Mi mejor compañía y mi mejor aliada por siempre y para siempre.

A mi Nonita, ejemplo de vida por su corazón tan grande e inmenso amor. A ella, quien por cada triunfo se siente inmensamente orgullosa y agradecida con la vida de permitirle compartirlo.

A mis amigos de la universidad, quienes me acompañaron en este proceso durante mi carrera: Carlos García, Nicolás Pardo, Daniela Jaimes, María Paula Lagos, Laura González, Lorys Ruiz, Sergio Celis, Danna Torres y muchos más.

Al Team SPE, ejemplares amigos y compañeros quienes aportaron en gran medida a mi formación interpersonal y con quienes compartí momentos inolvidables: Víctor Ariza, Jhon Ramírez, Carlos Berdugo, Sandra Jaramillo, Genghini Galvis, Daniela Jaimes, Pablo Capacho, Stephanny Álvarez, Camila Hernández, Valentina Rodríguez, Óscar Ovalle, Luis Felipe Rueda, María Paula Gómez, Diego Urrego y Danna Noguera.

Sergio David Camargo Rivera

Agradecimientos

Al Grupo de Investigación Estabilidad de Pozo (GIEP) por la oportunidad de desarrollar nuestro proyecto de grado e incentivar la investigación en nosotros.

A nuestro director de tesis, Ing. Néstor Fernando Saavedra por su acompañamiento en este proceso y siempre apoyo en el desarrollo del proyecto. De igual manera a los ingenieros del ICP miembros del grupo de investigación, en especial al Ing. Reinel Corzo y al Ing. Hernán Mantilla.

A todos nuestros amigos que estuvieron pendientes y que de alguna u otra manera nos ayudaron en el proceso y culminación de nuestro trabajo, especialmente a Alejandra Ramírez, Daniela Jaimes, Stephanny Álvarez, Efraín Gómez, entre muchos otros más.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por poner a nuestra disposición todos los recursos para formarnos como profesionales.

Contenido

	Pág.
Introducción	26
1. Objetivos	27
1.1 Objetivo General	27
1.2 Objetivos Específicos.....	27
2. Revisión bibliográfica de metodologías tiempos de referencia de perforación	28
2.1 Clasificación de tiempos de perforación.....	28
2.1.1 Tiempo teórico.....	29
2.1.2 Tiempo no productivo (NPT).....	29
2.1.3 Tiempo perdido invisible (ILT).....	30
2.1.4 Tiempo efectivo.....	31
2.1.5 Tiempo removible.....	31
2.2 Metodologías para establecer tiempos de referencia de perforación.....	31
2.2.1 Límite técnico.....	32
2.2.2 Perforación al límite (Drilling the limit).....	32
2.2.3 Perfect well ratio.....	34
2.2.4 Máximo desempeño teórico (Maximum theoretical performance).....	38
2.2.5 Best of best (BOB).....	38
2.2.6 Best in class (BIC).....	39
2.2.7 Best observed.....	39
2.2.8 Average well duration.....	39

2.2.9 P50/ P10.....	39
3. Información disponible para el análisis	41
3.1 Query time (Registro de operaciones de perforación)	42
3.2 Fases.....	43
3.3 Operaciones por fase.....	44
3.3.1 Fase 12 1/4’’	46
3.3.2 Fase 8 1/2’’	47
3.3.3 Fase 6 1/8’’	50
4. Metodología para la identificación de los tiempos no productivos e invisibles en operaciones de perforación	51
4.1 Identificación de tiempos no productivos (NPT).....	52
4.1.1 Tiempos no productivos (NPT) por fase.....	52
4.1.1 Tiempos no productivos (NPT) por operación.	53
4.2 Identificación de tiempo perdido invisible (ILT).....	55
4.2.1 Tiempo perdido invisible (ILT) por operación.	56
5. Análisis de resultados.	60
5.1 Curvas de aprendizaje.....	60
5.1.1 Curva de aprendizaje Fase 12 1/4’’.	64
5.1.2 Curva de aprendizaje Fase 8 1/2’’.	65
5.1.3 Curva de aprendizaje Fase 6 1/8’’.	66
5.2 Distribución de tiempos por operación.	67
5.2.1 Operaciones fase 12 1/4’’	69
5.2.2 Operaciones fase 8 1/2’’.	72

5.2.2 Operaciones fase 6 1/8".	76
5.3 Tiempos no productivos (NPT).	80
5.3.1 Tiempos no productivos por fase.	81
5.2.2 Tiempos no productivos por operación.....	89
5.3 Tiempos perdidos invisibles (ILT).....	92
5.4 Distribución de tiempo total (NPT, PT e ILT).....	95
5.5 Selección de la metodología para el cálculo final de tiempo perdido invisible (ILT).....	99
6. Propuesta de mejoramiento de tiempos.	102
7. Conclusiones.....	107
8. Recomendaciones	109
Referencias Bibliográficas	112

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Representación de las relaciones entre los tiempos de perforación.....	29
<i>Figura 2.</i> Concepto de límite técnico de perforación.	34
<i>Figura 3.</i> Análisis teniendo en cuenta la distribución de tiempo por percentiles.....	40
<i>Figura 4.</i> Estado mecánico de los pozos	44
<i>Figura 5.</i> Diagrama de flujo para la identificación de NPT.	55
<i>Figura 6.</i> Diagrama de flujo para la identificación de ILT.....	59
<i>Figura 7.</i> Curva de aprendizaje por año	61
<i>Figura 8.</i> Curva de aprendizaje ampliada para la fase de 6 1/8” por año.....	62
<i>Figura 9.</i> Curva de aprendizaje por trimestres	64
<i>Figura 10.</i> Curva de aprendizaje por trimestres Fase 12 ¼”	65
<i>Figura 11.</i> Curva de aprendizaje por trimestres Fase 8 ½”	66
<i>Figura 12.</i> Curva de aprendizaje por trimestres Fase 6 1/8”	67
<i>Figura 13.</i> Distribución de operaciones fase 12 ¼”	69
<i>Figura 14.</i> Curva de aprendizaje Rig Service, Instalación y Prueba de BOP Fase 12 ¼”	70
<i>Figura 15.</i> Curva de aprendizaje Perforar Formación BHA #1 Fase 12 ¼”	70
<i>Figura 16.</i> Curva de aprendizaje Cementación Casing 9 5/8” Fase 12 ¼”	71
<i>Figura 17.</i> Distribución de operaciones fase 8 ½”	73
<i>Figura 18.</i> Curva de aprendizaje Perforar de Formación BHA#2 Fase 8 ½”.....	73
<i>Figura 19.</i> Curva de aprendizaje Registros Fase 8 ½”	74
<i>Figura 20.</i> Curva de aprendizaje Corrida Casing 7” Fase 8 ½”	75

<i>Figura 21.</i> Distribución de operaciones fase 6 1/8"	76
<i>Figura 22.</i> Curva de aprendizaje Armar, bajar y sentar Liner 4 1/2" Fase 6 1/8"	77
<i>Figura 23.</i> Curva de aprendizaje Perforar Formación BHA#4 Fase 6 1/8"	78
<i>Figura 24.</i> Sacar y Quebrar BHA#4 Fase 6 1/8"	79
<i>Figura 25.</i> Representación del %NPT para todos los pozos	80
<i>Figura 26.</i> %NPT por fase respecto al tiempo total por fase.....	81
<i>Figura 27.</i> %NPT respecto al tiempo total	83
<i>Figura 28.</i> NPT por operaciones Fase 12 1/4"	90
<i>Figura 29.</i> NPT por operaciones Fase 8 1/2"	91
<i>Figura 30.</i> %NPT por operaciones Fase 6 1/8"	92
<i>Figura 31.</i> Distribución de tiempo total (NPT, ILT y PT) por metodología para toda la campaña	96

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Ejemplo de consideraciones perfectas de un pozo.</i>	35
Tabla 2. <i>Consolidado de metodologías para establecer tiempos de referencia.</i>	41
Tabla 3. <i>Identificación de operaciones globales por fase.</i>	45
Tabla 4. <i>Identificación de NPT por fase</i>	53
Tabla 5. <i>Identificación de NPT por operación</i>	54
Tabla 6. <i>Metodologías a implementar para medir el desempeño de los pozos</i>	56
Tabla 7. <i>Identificación de ILT por operación</i>	58
Tabla 8. <i>Tiempo y profundidad de cada fase por campaña</i>	60
Tabla 9. <i>Tiempo y profundidad de cada fase por trimestres</i>	63
Tabla 10. <i>Distribución de tiempo total por operación</i>	68
Tabla 11. <i>NPT por cada fase</i>	82
Tabla 12. <i>Clasificación NPT</i>	83
Tabla 13. <i>Tiempos totales invisibles por operación</i>	92
Tabla 14. <i>Tiempo ideal histórico del pozo según las metodologías</i>	97
Tabla 15. <i>Construcción de un pozo usando la metodología P50</i>	101
Tabla 16. <i>Distribución de tiempos NPT, ILT y PT</i>	103
Tabla 17. <i>Propuesta con mejores prácticas en Perforar Formación BHA#2 Fase 8 ½”</i>	105

Lista de Apéndices

**(Ver apéndices adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la Base de Datos de la
Biblioteca UIS)**

Apéndice A: Query Time Rubiales por Fase (tablas y gráficas)

Apéndice B: Query Time Rubiales por Operación (tablas y gráficas)

Apéndice C: ILT por Fase (tablas y gráficas)

Apéndice D: ILT por Operación (tablas y gráficas)

Glosario

Benchmark: Un estándar o referencia en función del cual se mide el desempeño de los procesos y/o cálculos; en el contexto del análisis de tiempos de perforación hace referencia al punto de referencia para implementar las metodologías de cálculo de NPT e ILT.

BHA: La porción inferior de la sarta de perforación, que consiste (desde el fondo hacia la superficie de un pozo vertical u horizontal) en la broca, la reducción para la broca, un motor de fondo, los estabilizadores, la columna de perforación pesada, los dispositivos que operan por golpes ("tijeras o percutores") y los cruces para las diversas formas de roscas.

BOPs: (*Blow out preventer system*) serie de válvulas instaladas en el extremo superior de un pozo, que puede cerrarse en casos de anomalías de presión en el pozo, es decir, si la cuadrilla de perforación pierde el control de los fluidos de formación. Mediante el cierre de este conjunto de válvulas (operadas generalmente en forma remota a través de accionadores hidráulicos), la cuadrilla de perforación retoma el control del pozo, y se pueden iniciar los procedimientos para incrementar la densidad del lodo hasta que es posible abrir dicha serie de válvulas (BOPs) y mantener el control de la formación en términos de presión.

Cabeza de Cementación: Es un dispositivo colocado en la junta superior de la sarta de casing para contener los tapones de cemento antes de ser bombeados durante las operaciones de cementación.

Campana (Niple Campana): Una tubería expandida, en la parte superior de una sarta de casing, que sirve como embudo para guiar las herramientas de perforación hacia el extremo superior de un pozo. El niple campana está provisto generalmente de una salida lateral para

permitir que los fluidos de perforación fluyan de vuelta hasta el equipo de tratamiento del lodo de superficie a través de otra tubería inclinada denominada línea de flujo.

Casing: Una tubería de acero cementada en su lugar durante el proceso de construcción para estabilizar el pozo. La tubería de casing constituye uno de los componentes estructurales más importantes del pozo y cumple con distintas funciones de envergadura: evitar que la pared de la formación se derrumbe en el interior del pozo, aislar las diferentes formaciones para prevenir el flujo o el flujo cruzado de fluido de formación, y proporcionar un medio seguro de control de los fluidos de formación y la presión a medida que se perfora el pozo.

CBL: Es el registro de adherencia del cemento (por sus siglas en inglés cement bond log). Un registro que utiliza las variaciones producidas en la amplitud de una señal acústica que se propaga en forma descendente por la pared de la tubería de casing, entre un transmisor y un receptor, para determinar la calidad de la adherencia del cemento en la pared exterior de la tubería de casing. El principio fundamental es que la señal acústica será más atenuada en presencia de cemento que si la tubería de casing no estuviera cementada. La medición es en gran parte cualitativa ya que no existe ninguna indicación de la existencia de variaciones acimutales del cemento, tales como la formación de canales, y dado que es sensible al efecto de un micro espacio anular.

CCL: Es una herramienta de registros eléctricos que se ubica en fondo de pozo, utilizada para confirmar o correlacionar la profundidad de la sarta del casing mediante la detección de la posición de los casing collar (collares del casing). El localizador de los collares de la tubería de casing detecta la anomalía magnética causada por la masa relativamente grande del collar de la tubería de casing. Una señal se transmite al equipo de superficie y éste proporciona una visualización en pantalla y un registro impreso que permiten correlacionar la salida con registros previos y con

características conocidas de la tubería de casing, tales como las uniones cortas de tuberías instaladas con fines de correlación.

Completamiento de Pozos: término genérico utilizado para describir los eventos y el equipo necesario para poner en producción el pozo, una vez que han concluido las operaciones de perforación, entre los que se incluyen, entre otros, el conjunto de tuberías del fondo de pozo y el equipo necesario para posibilitar la producción segura y eficiente de un pozo de petróleo o gas.

Control de Pozos: La tecnología que se centra en mantener la presión en las formaciones de hueco abierto para prevenir o dirigir el flujo de los fluidos de formación hacia el interior del pozo. Esta tecnología abarca la estimación de las presiones de los fluidos de formación, la resistencia de las formaciones del subsuelo, y el uso de la tubería de casing y la densidad del lodo para compensar esas presiones de manera predecible. Se incluyen además procedimientos operacionales para detener el flujo de un pozo en forma segura, en caso de producirse un influjo de fluido de formación.

Collar Flotador: Componente instalado cerca del fondo de la sarta de casing en el cual los tapones del cemento se asientan durante operaciones de cementación primaria. Comúnmente consiste de una junta corta de casing al que se le coloca una válvula check. Este dispositivo puede ser de tipo válvula flapper, válvula de bola (spring-loaded) o de otro tipo.

Densidad del fluido de perforación: La masa por unidad de volumen de un fluido de perforación, comúnmente llamada peso de lodo. Hace referencia a la densidad del lodo y se expresa en lbm/gal (también conocido como ppg). La densidad del lodo proporciona la presión hidrostática en el pozo y evita el flujo no deseado al pozo. Esta también evita el colapso de la tubería de casing y el agujero descubierto.

Desmontaje de equipos (Rig Down): Es el desarme de los equipos para su almacenamiento y portabilidad, los cuales fueron utilizados previamente en alguna operación en el pozo. Habitualmente, los equipos deben desconectarse de las fuentes de energía, desacoplarse de los sistemas presurizados, desarmarse y ser extraídos de la mesa del taladro o incluso de la localización.

Energía mecánica específica de la roca: Una medida de la eficiencia de la perforación. La energía específica mecánica (MSE) es la energía requerida para remover una unidad de volumen de roca. Para lograr una eficiencia de perforación óptima, el objetivo es minimizar la MSE y maximizar la velocidad de penetración (ROP). Para controlar la MSE, los perforadores pueden controlar el peso sobre la barrena (WOB), el esfuerzo de torsión (torque), la ROP y las revoluciones por minuto (rpm) de la barrena de perforación.

Equipo de Perforación: La máquina utilizada para perforar un pozo. En las operaciones terrestres, el equipo de perforación incluye virtualmente todo salvo los alojamientos. Los componentes principales del equipo de perforación son los tanques de lodo, las bombas de lodo, la torre de perforación o el mástil, el malacate, la mesa rotativa o la unidad de mando superior, la sarta de perforación, el equipo de generación de potencia y el equipo auxiliar. En las áreas marinas, el equipo de perforación comprende los mismos componentes que en tierra firme, pero no los componentes de la embarcación o la plataforma de perforación propiamente dicha.

Evaluación de formación durante la perforación: También llamada adquisición de registros durante la perforación o LWD por sus siglas en inglés (*Logging while drilling*), hace referencia a la medición de las propiedades de una formación durante la perforación del pozo o inmediatamente después de la perforación, a través de la utilización de herramientas integradas en el BHA.

Flowline: La tubería metálica de gran diámetro que conecta el niple campana situado por debajo de la mesa rotaria con el tanque giratorio de los tanques de lodo. La línea de flujo es simplemente un conducto inclinado de flujo por gravedad utilizado para enviar el lodo proveniente del extremo superior del pozo hacia el equipo de tratamiento del lodo de superficie.

Fluido De Perforación: Cualquiera de una serie de fluidos líquidos y gaseosos y mezclas de fluidos y sólidos (en forma de suspensiones de sólidos, mezclas y emulsiones de líquidos, gases y sólidos) utilizados en operaciones de perforación de pozos.

Gamma Ray (GR): Un registro de la radioactividad natural total, medida en unidades API. La medición puede obtenerse tanto con hueco abierto como a través de la tubería de casing. La profundidad de investigación es de algunas pulgadas, de manera que el registro normalmente mide la zona lavada. Las lutitas y las arcillas son responsables de la mayor parte de la radioactividad natural, de manera que el registro de rayos gamma a menudo es un buen indicador de este tipo de rocas.

HSE: Sigla en inglés de salud, seguridad y medio ambiente (health, safety and environment). Estos tres temas son de suma importancia para la comunidad de operaciones y fluidos de perforación, como lo son para toda la industria del petróleo. Adherir a las directrices de HSE es un requisito para los operadores en todo el mundo y también lo imponen las políticas internas de la mayoría de las empresas.

Lechada de cemento: Una mezcla de sólidos en suspensión y líquidos, compuesta principalmente por agua, cemento y aditivos. Esta se circula por el pozo a través del casing y debe esperarse a su fraguado para proceder con las operaciones en el pozo.

Liner: Una sarta de casing que no se extiende hasta el extremo superior del pozo, sino que se encuentra anclada o suspendida desde el interior del extremo inferior de la sarta de casing previa. Entre las uniones de la tubería de casing propiamente dichas no existe ninguna diferencia.

Litología: Hace referencia a la naturaleza macroscópica del contenido mineral, la granulometría, la textura y el color de las rocas.

Mill Out: Usar una fresadora o una herramienta de fondo de pozo similar para cortar y retirar metal del fondo del pozo. Generalmente se utiliza una fresa para remover la chatarra del pozo (*junk*) o eliminar la totalidad o parte de la sarta de casing por trituración. A la hora de fresar la tubería de casing, la idea es abrir una ventana a través de la pared de la tubería de casing o remover una sección continua de la tubería de casing de manera que el pozo pueda ser desviado respecto del pozo original a través de la ventana o de la sección removida.

Montaje del equipo (Rig Up): Consiste en el armado y preparación de equipos, para su utilización en operaciones en el pozos. Estos deben ser desplazados comúnmente hasta la mesa del taladro, ensamblados y conectados a las fuentes de energía o a los sistemas presurizados de tuberías

Operaciones de Wireline: Término general utilizado para describir operaciones de intervención de pozos que se realizan con guaya, cable de un solo filamento o multifilamento para intervención en pozos de petróleo o gas. Aunque no se aplica de manera uniforme, el término se utiliza comúnmente asociado con el registro eléctrico y los cables que incorporan conductores eléctricos.

Percentiles: es una medida de posición usada en estadística que indica que una vez ordenados los datos de menor a mayor, el valor de la variable por debajo del cual se encuentra un porcentaje dado de datos en un grupo de datos.

Píldoras: Cualquier cantidad relativamente pequeña (menos de 200 bbl) de una mezcla especial de fluido de perforación utilizada para ejecutar una tarea específica que el fluido de perforación regular no puede realizar. Algunos ejemplos son las píldoras de alta viscosidad que ayudan a extraer los recortes de perforación de los pozos verticales, horizontales y/o desviados; las píldoras para liberar tuberías que destruyen el *cake* de filtración (torta) y alivian las fuerzas de atascamiento diferencial; y las píldoras de materiales para pérdidas de circulación que taponan las zonas de pérdida de circulación.

Presión de poro: La presión que ejercen los fluidos sobre los poros de un yacimiento, normalmente referida como la presión de formación. Dependiendo de la magnitud se conoce como normal, anormal y subnormal.

ROP: Abreviatura para velocidad de penetración. La velocidad con la que la broca puede romper la roca que se encuentra por debajo de la misma y de ese modo profundizar el pozo. Esta velocidad se indica habitualmente en unidades de pies por hora o metros por hora.

Sidetrack: Una operación de desviación de la trayectoria de un pozo, esta puede ser efectuada en forma intencional o puede suceder accidentalmente. Las desviaciones intencionales podrían diseñarse para pasar por alto una sección inservible del pozo original o explorar un rasgo geológico cercano. En el caso relacionado con pasar por alto una sección, en general el pozo secundario se perfora en forma mayormente paralela al pozo original, que puede resultar inaccesible debido a la existencia de pescas irre recuperables, detritos en el pozo, o un pozo colapsado.

Standpipe Pressure (Spp): Es la presión que encuentra en el sistema de circulación. Tiene en cuenta las pérdidas de presión por el anular, en la sarta de perforación, en el BHA y a través de la broca.

Tapones de cemento: Un tapón balanceado de lechada de cemento emplazado en el pozo. Los tapones de cemento se utilizan para una diversidad de aplicaciones, entre las que se encuentran el aislamiento hidráulico, la provisión de una plataforma segura, y en las operaciones de fresado de ventanas se emplean para desviar la trayectoria del pozo hacia un pozo nuevo.

Toma de registros: Medición, en función de la profundidad y/o del tiempo, de una o más magnitudes físicas en o alrededor de un pozo. Los registros con cable se obtienen en el fondo del pozo, se transmiten a través de un cable a la superficie y allí se registran. Los registros de mediciones durante la perforación (MWD) y los registros adquiridos durante la perforación (LWD) también se obtienen en el fondo del pozo y son transmitidos a la superficie mediante pulsos de lodo, o bien se registran en el fondo del pozo y se recuperan posteriormente cuando el instrumento se lleva a la superficie. Los registros de lodo que describen muestras de recortes perforados se obtienen y se registran en la superficie.

Tubo Conductor: La sarta de casing que generalmente se introduce en el pozo primero, especialmente en los pozos en tierra firme, para evitar el derrumbe de las paredes del pozo en el interior de éste. Esta tubería de casing es una sección corta y se introduce en el pozo por medio de percusión.

USIT: UltraSonic Imager Tool, es una herramienta de Schlumberger que usa un solo transductor montado en una unidad ultrasónica rotatoria. Se implementa para evaluar e inspeccionar el cemento, sirve para la detección y monitoreo de la corrosión.

VDL: Una presentación de la forma de onda acústica de una medición sónica o ultrasónica en un receptor, en la que la amplitud se muestra en color o en sombras de la escala de grises. El registro de densidad variable se utiliza comúnmente como suplemento del registro de adherencia del cemento, y ofrece más conocimientos acerca de su interpretación; en la mayoría de los casos,

utilizando esta representación adicional, se pueden identificar los efectos del microespacio anular y de los arribos de formaciones rápidas.

Viaje corto: Una operación en la cual se realiza una repasada (*reaming y backreaming*) de una sección de un pozo, sin sacar la sarta hasta superficie. Este tipo de viajes se utiliza para limpiar y acondicionar el hueco en la sección direccional de la fase, el cual generalmente se realiza desde el EOC (*end of change*) hasta el KOP (*kick off point*).

A menudo se utiliza un viaje corto para verificar si un pozo está limpio o si el peso del lodo es suficiente para permitir un viaje completo de salida del pozo (viaje de acondicionamiento).

WOB: Peso sobre la broca, por sus siglas en inglés (*weight on bit*). Es la cantidad de tensión vertical que se le impone a la broca, es usualmente medida en miles de libras (Klb).

WOC: Por sus siglas en inglés (*wait on cement*), es el tiempo de espera del frague del cemento. Dicho tiempo depende de la resistencia a la compresión del cemento que se requiere para continuar con operaciones en el pozo, lo cual se determina según el resgistro mostrado por la UCA (*ultrasonic cement analyzer*).

Resumen

TÍTULO: ANÁLISIS DE TIEMPOS DE PERFORACIÓN A PARTIR DE LA IDENTIFICACIÓN DE TIEMPOS NO PRODUCTIVOS E INVISIBLES EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN EN UN CAMPO DE ECOPETROL.

AUTORES: Pablo David Capacho Sánchez
Sergio David Camargo Rivera

PALABRAS CLAVE: perforación, tiempos de perforación, tiempos invisibles, tiempos no productivos.

DESCRIPCIÓN:

La perforación es una de las operaciones exploratorias más críticas y costosas en la industria de los hidrocarburos. El desarrollo de esta actividad comprende diversos procedimientos que son planeados y cuyos tiempos son estimados con el fin de tener una noción de la duración de la construcción del pozo. En el transcurso de dichas operaciones se presentan retrasos y percances, estos pueden ser identificados como tiempos no productivos (NPT) y a su vez se pueden catalogar como tiempos perdidos invisibles (ILT) de acuerdo con la metodología implementada para su cálculo.

Este trabajo se centra en la identificación y el análisis de los tiempos no productivos (NPTs) e invisibles (ILTs) para la campaña de perforación de un campo colombiano, también se enfoca en la explicación de las metodologías que se pueden implementar y enfatiza en la metodología seleccionada para dicho análisis. Finalmente, se planteó una propuesta para la reducción de NPTs e ILTs la cual, considera los datos analizados, los resultados obtenidos y los parámetros que indican una mejora en las operaciones y así mismo, un avance en el desempeño de próximas campañas de perforación.

Abstract

TITLE: ANALYSIS OF DRILLING TIMES UPON THE IDENTIFICATION OF NON-PRODUCTIVE TIME AND INVISIBLE LOST TIME ON DRILLING OPERATIONS IN AN ECOPETROL FIELD.

AUTHORS: Pablo David Capacho Sánchez
Sergio David Camargo Rivera

KEY WORDS: drilling, drilling time, invisible lost time, non productive time.

DESCRIPTION:

Drilling is one of the most critical and expensive exploratory operations in the oil and gas industry. The development of this activity comprises different operations which are planned and economically estimated in order to have an idea of the well construction duration.

Delays and mishaps might occur during these operations, thus can be identified as non-productive times (NPT) and, in turn, could be labelled as invisible lost time (ILT) depending on the methodology implemented for its calculus.

This document focuses on the identification and analysis of the non-productive and invisible times for a drilling campaign in a Colombian field, it also focuses on the explanation of the methodologies which can be implemented and emphasizes in the selected methodology for the analysis.

Finally, a proposal for the NPT and ILT reduction is shown, it is based on the data analysis and results. The proposal indicates the parameters which make possible an improvement in the operations and in such a way it can represent an advance in the performance of future drilling campaigns.

Introducción

En las operaciones de perforación deben planearse las distintas actividades a realizar. Dentro de esta planeación se contemplan los tiempos estimados con el fin de calcular los rubros que se requieren para llevar a cabo el proyecto. La perforación constituye una de las operaciones más críticas y costosas. Cuando se presentan inconvenientes o complicaciones, las pérdidas económicas pueden llegar a ser hasta del 40% de la inversión inicial en los proyectos de perforación. Es por esta razón que se busca optimizar y reducir los tiempos de esta actividad.

En el estudio de los tiempos de perforación, se tienen los tiempos no productivos, los cuales constituyen toda serie de actividades o eventos no planeados y que representan un incremento en el tiempo de desarrollo de cierta actividad. A su vez, existen unos tiempos llamados tiempos invisibles, el cálculo de los ILTs (por sus siglas en inglés, invisible lost time) es más difícil de cuantificar.

En el desarrollo de este trabajo de investigación, se tuvieron en cuenta datos suministrados por ECOPEPETROL S.A. referentes a una campaña de perforación de un campo colombiano. El análisis e interpretación de estos datos se llevó a cabo con el fin de mostrar parámetros de mejora para dicha operación, mediante el cálculo de los tiempos invisibles e interpretación de las causas de los tiempos no productivos, de esta manera se establece una propuesta para la reducción de NPTs e ILTs

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Analizar los tiempos de perforación para la identificación y cuantificación de los tiempos no productivos e invisibles en operaciones de perforación de un campo de Ecopetrol.

1.2 Objetivos Específicos

- Realizar una revisión bibliográfica completa de las metodologías existentes para calcular y comparar los tiempos empleados en actividades asociadas a la perforación.
- Seleccionar la metodología adecuada para el análisis de tiempos de perforación (teniendo en cuenta la información disponible).
- Identificar los tiempos no productivos e invisibles en las operaciones analizadas y las causas que los producen.
- Analizar las operaciones presentes en cada uno de los pozos realizados durante la campaña de perforación correspondiente al campo en estudio.
- Seleccionar las operaciones para hacer la comparación con cada uno de los pozos y establecer las actividades que requieren una optimización en el tiempo de ejecución.

- Desarrollar una propuesta para la reducción de tiempos no productivos e invisibles en los pozos analizados, y de esta manera mejorar el desempeño de las campañas de perforación futuras.

2. Revisión bibliográfica de metodologías tiempos de referencia de perforación

2.1 Clasificación de tiempos de perforación.

El tiempo total que se toma para hacer un pozo incluye diversas actividades, entre las cuales se encuentran la perforación en hueco abierto, circulación, bajada de casing, cementación, registros entre otras. Sin embargo, también engloban operaciones como el completamiento de pozos, pruebas de producción e incluso el arme y movilización del taladro. Para el análisis de los tiempos de perforación realizado en el presente trabajo, sólo se incluyen las operaciones que consisten netamente en la perforación del hueco, excluyendo las últimas mencionadas anteriormente.

La siguiente figura muestra cómo se divide el tiempo de perforación de un pozo. En ella se encuentra el tiempo total, y su relación con el tiempo teórico, el tiempo perdido invisible (ILT) y el tiempo perdido convencional (NPT).

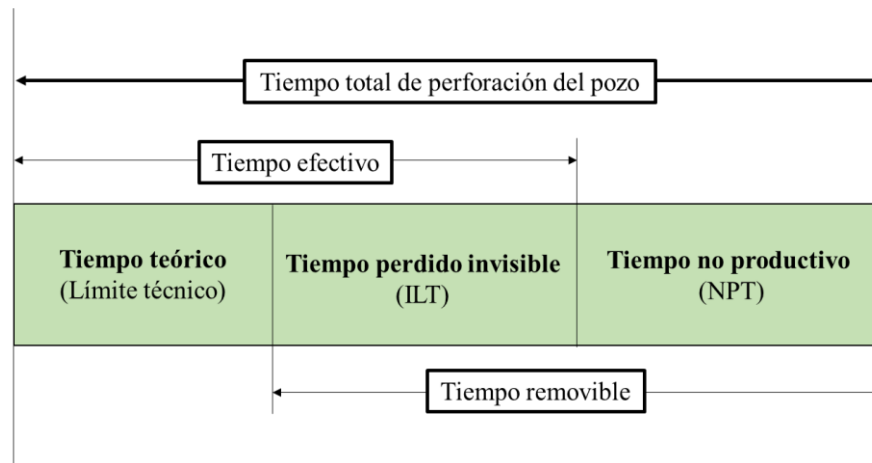


Figura 1. Representación de las relaciones entre los tiempos de perforación. Adaptado de Bond et al. (1996). SPE 35077.

A continuación, se definen los tiempos mostrados en la figura 1.

2.1.1 Tiempo teórico. Es el tiempo ideal que toma perforar un pozo sin tener en cuenta los problemas operacionales que aumentan el tiempo removible que puede tener, es decir, sin el tiempo no productivo y el tiempo perdido invisible (Bond, et al., 1996).

2.1.2 Tiempo no productivo (NPT). Por sus siglas en inglés (Non productive time; tiempo no productivo) es el tiempo necesario para cualquier operación rutinaria o anormal, también llamado evento, que se lleva a cabo como resultado de una falla en la perforación (Rabia, 2001, p.614). Estos tiempos no contribuyen con el avance de la perforación de los pozos y pueden ser causados por problemas de inestabilidad del hueco, fallas en los equipos, pegas de tubería, operaciones de pesca, mal tiempo, entre otras. Los valores altos de NPT generan que un plan de perforación se extienda más de lo proyectado y esto se ve reflejado en los costos que superan el presupuesto inicial de un proyecto.

2.1.3 Tiempo perdido invisible (ILT). Por sus siglas en inglés (Invisible lost time; tiempo perdido invisible). Tal como refiere Bond, et al., (1996) el ILT se define como el tiempo de discrepancia que resulta de la comparación entre los tiempos de perforación actuales y los tiempos teóricos en pozos idénticos. Éste es el tiempo que no ha podido ser reportado como perdido. Comúnmente se incluye en los tiempos productivos hallados en la base de datos de reportes de perforación y permanece invisible si no se utiliza un análisis detallado de las operaciones, ya que este tiempo se encuentra asociado con la duración de actividades que son requeridas para perforar un pozo (Wardt, et al., 2016).

Por lo tanto, como permanece oculto en los registros de los tiempos productivos de perforación, el ILT aumenta el tiempo de ejecución de las diferentes operaciones a lo largo de la perforación. Una de las posibles causas se debe a la ineficiencia o mala práctica en las operaciones de perforación.

El ILT identificado puede ser causado por diversas razones, las cuales incluyen:

- Herramientas que no están funcionando según la especificación, lo cual retrasa la operación.
- Especificaciones de herramientas que no cumplen con el trabajo requerido.
- Políticas de rotación de personal, perdiendo la experiencia local del área.
- Condiciones ambientales más extremas de lo anticipado en la planeación.
- Información no disponible cuando se necesita.
- Planeación hecha durante el trabajo y no antes.
- Fluido de perforación que no cumple con las condiciones de fondo, reduciendo el progreso de la perforación.
- Planeación basada en el resultado esperado que incluye ineficiencias.

2.1.4 Tiempo efectivo. Es la diferencia entre el tiempo total del pozo y el tiempo no productivo (NPT). Se identifica como el tiempo en el cual no ocurrieron eventos de perforación ocasionados por fallas operacionales. Puede no ser una medida real del desempeño y eficiencia de la perforación de un pozo, ya que no toma en cuenta el tiempo perdido invisible asociado a operaciones de perforación que no tuvieron fallas visibles (Wardt, et al., 2016).

2.1.5 Tiempo removible. Es la diferencia entre el tiempo total del pozo y el tiempo teórico. Incluye el tiempo no productivo (NPT) y el tiempo perdido invisible (ILT). La identificación del tiempo removible se realiza manualmente con base en los reportes diarios de perforación de pozos offset y la aplicación de suposiciones hechas para construir el pozo teórico.

2.2 Metodologías para establecer tiempos de referencia de perforación.

Para evaluar la eficiencia de la perforación, es necesario realizar una comparación que permita conocer cuál es el desempeño de la perforación de un pozo con respecto a otro. Al realizar este proceso, se requiere tener una base de referencia que permita establecer cuál es la oportunidad de mejora en los tiempos de construcción de un pozo, y con base en esto definir la eficiencia en la perforación.

El reto que tiene la Industria es escoger un punto de referencia que permita hacer la comparación de tiempos para medir el desempeño bajo el mismo criterio, el cual requiere conocimiento e implementación de las mejores prácticas de todas las operaciones que abarcan la perforación de un pozo. Las consideraciones de selección de dicho punto son básicamente dos: la primera es saber qué tan útil es para la cuantificación de la eficiencia y la identificación de los puntos dónde se

puede mejorar la ejecución de actividades; y la segunda, es conocer en última instancia el desempeño posible según un histórico de operaciones.

A continuación, se establecen las metodologías para la estimación de un tiempo de referencia de construcción de un pozo, utilizado para medir la eficiencia y desempeño en la perforación. Éstas calculan un tiempo teórico que se basa en la experiencia de campañas de perforación anteriores.

2.2.1 Límite técnico. Para determinar el límite técnico primero se tiene que desarrollar la construcción de un pozo teórico. Según Bond, et al., (1996), éste asume la ejecución de operaciones perfectas, que se basan en el conocimiento actual y el diseño según la tecnología que se tiene. Se construye junto a un equipo de perforación que compila actividades con sus respectivas duraciones que se derivan de la experiencia colectiva y de las capacidades de los equipos a utilizar en la perforación.

Para la construcción del pozo teórico se incluyen ciertas consideraciones, por ejemplo, sin viajes entre secciones para cambiar el BHA o la broca, sin viajes de limpieza, sin tiempos de circulación extensos, sin espera de equipos o mal tiempo, entre otros. Tampoco considera algún tipo de evento presentado durante la perforación, los cuales se registran como tiempos no productivos (NPT).

Una vez construido el pozo teórico para los requerimientos del programa de perforación, éste será el límite técnico para todos los pozos que se perforen siguiendo la misma prognosis, por lo tanto, será un punto de comparación para la identificación del tiempo removible, lo cual incluye tanto el NPT como el ILT.

2.2.2 Perforación al límite (Drilling the limit). Es una metodología basada en el límite técnico, desarrollada e implementada por Shell desde el año 1998. Al igual que el límite técnico,

DTL establece una meta de tiempo estrecho, que asume consideraciones que representan condiciones ideales y optimizadas de las operaciones de perforación (Schreuder y Sharpe, 1999). Con base en este tiempo teórico se halla la diferencia con el tiempo actual para identificar el tiempo removible que incluye tanto el NPT como ILT.

El DTL representa una alternativa eficaz, ya que se aplican recursos y esfuerzo en equipo con enfoque en temas sensibles (soft issues), en los cuales se incluyen las opiniones del personal y prevalecen las consideraciones de HSE. En esta metodología se amplía el proceso de planeación para dar tiempo a la integración interdisciplinaria requerida para la búsqueda del tiempo teórico.

Durante este proceso se realiza un análisis detallado, en el que cada paso del programa es cuestionado en cuanto a su necesidad, y cómo su tiempo de duración puede ser reducido o mejor aún sobre cómo puede hacerse "off-line", lejos del camino crítico. Por lo tanto, según la prognosis de la campaña y las operaciones que se tienen que realizar para llegar a la TD, los tipos de actividades pueden permitir que se realicen varias operaciones "off-line", es decir en paralelo con otras operaciones, logrando de esta manera el uso eficiente del tiempo del taladro. Algunos ejemplos de trabajo "off-line" incluyen control de pozos, cementación, rig service, instalación de BOP y operaciones de wireline.

En la figura 2, se observa que cada target tiene asociado un tipo de desempeño esperado. En la metodología de Límite Técnico se tiene que el mayor desempeño se logra con el tiempo teórico del pozo, sin embargo, este tiempo sólo tiene en cuenta las consideraciones de perforación de un pozo con la tecnología actual. El DTL establece un mayor reto, el cual incluye el desempeño que se puede lograr utilizando una nueva tecnología, creando así, la necesidad de implementarla y hallar una oportunidad mayor de mejora en los tiempos de perforación.

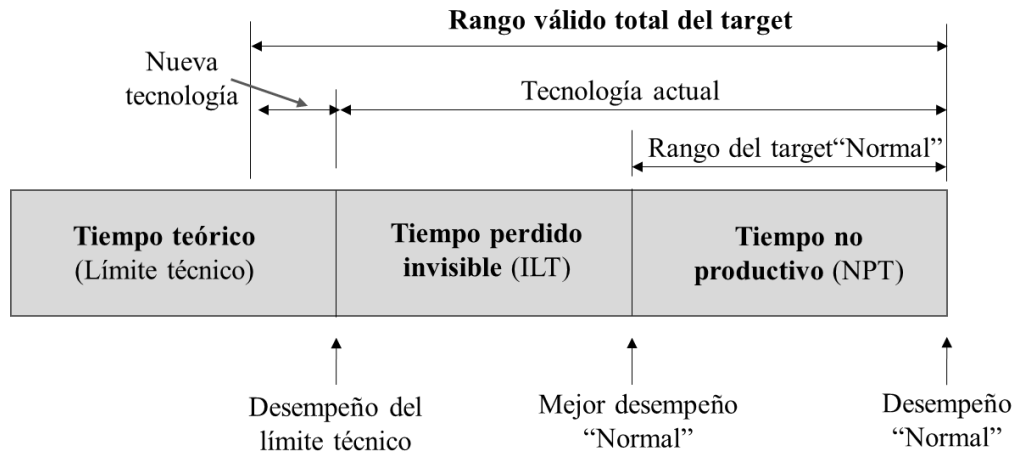


Figura 2. Concepto de límite técnico de perforación. Adaptado de Schreuder y Sharpe (1999). SPE 57258

2.2.3 Perfect well ratio. El PWR toma un tiempo de referencia que se basa en algo denominado “perfect well time”. Brett (2006) lo define como el tiempo mínimo en el que un pozo puede ser perforado, y relaciona los factores físicos que limitan el tiempo de perforación, por ejemplo, la energía mecánica específica de la roca, litología, configuración del pozo, diámetro del hueco, etc.

La determinación de este parámetro se realiza hallando la razón entre el tiempo actual que toma perforar un pozo, y el “perfect well time”. Permite la comparación del desempeño de perforación en diferentes condiciones (diámetro del hueco, esfuerzo de la roca, TD), estableciendo la brecha entre el tiempo actual y lo que es posible lograr.

Esto ayuda a cuantificar los beneficios que traen las mejoras en los tiempos y ayuda a identificar dónde es más efectiva la aplicación de recursos tanto de ingeniería como operacionales, lo cual se resume en la creación de un “benchmark” de desempeño que no da cabida a ambigüedades.

Ventajas de la aplicación del PWR:

- Complementa el alcance del Límite técnico.
- Complementa el análisis convencional de las curvas de aprendizaje.

- Mejora la estimación de costos y metas de perforación.
- Es una herramienta efectiva para medir el desempeño de perforación exploratoria.
- Identifica oportunidades de mejora.
- Identifica las operaciones bien administradas.

Los datos de entrada que requiere la construcción del “perfect well time” son los siguientes:

- Programa del diámetro del hueco.
- Estimación de la resistencia a la compresión de la roca (datos obtenidos de registros sísmicos o sísmicos).
- Presión de poro.
- Parámetros del taladro.
- Energía mecánica específica.

A continuación, se presenta el procedimiento para el cálculo del “Perfect well time”.

- Estimación del tiempo requerido para la ejecución de cada una de las operaciones. Se designa un valor para cada una (a excepción de la perforación de formación) teniendo en cuenta la experiencia de las mejores prácticas alcanzadas para una determinada campaña de perforación. A continuación, se muestra un ejemplo de la estimación de los tiempos perfectos de cada operación.

Tabla 1.

Ejemplo de consideraciones perfectas de un pozo.

Operación	Tiempo Perfecto
Rig Up BOP / Prueba	4 horas
Rig Service/limpieza contrapozo	2 horas
Rig Up/ Rig Down BHA Direccional	3 horas

Operación	Tiempo Perfecto
Drillout Zapato	2 horas
Tiempo de viaje – Hueco revestido	1500 ft/hora
Tiempo de viaje – Hueco abierto	1000 ft/hora
Tiempo para perforar roca	Depende en los registros sónicos, tamaño del hueco y peso del lodo
Rig Up/Rig Down herramientas de corrida de Casing	1 hora
Tiempo de corrida de casing	500 ft/hora
Circulación antes de la cementación	2 horas
Mezcla y bombeo de cemento	1 hora rig up / rig down 5 bbl/min mezcla 8 bbl/min bombeo
Registros	2 horas Rig up/Rig down 1000 ft/hora corrida

Nota: Modificado de “The perfect well ratio: defining and using the theoretically minimum well duration to improve drilling performance”. AADE-06-DF-HO-13. Brett (2006).

- b.** Cálculo del tiempo requerido para perforar formación. Para ello es necesario introducir el concepto de energía mecánica específica, el cual asume que se debe tomar la menor cantidad de energía para perforar cierta cantidad de roca. Dicha energía representa los caballos de fuerza aplicados en fondo que se requieren para perforar cierto intervalo específico del pozo. Para estimar el tiempo teórico de perforación de una sección de roca, es necesario determinar una ROP teórica que luego sea utilizada en el cálculo del tiempo para una profundidad determinada siguiendo las condiciones de un pozo.

Cálculo del ROP teórico: Según Pessier, et al., (1992), para calcular el ROP teórico es necesario tener en cuenta la energía mecánica específica de la roca, el cual puede ser observado en la siguiente ecuación. Este ROP permite calcular el tiempo teórico de perforación, teniendo en cuenta la distancia que se requiere perforar.

$$ROP = \frac{13.33\mu N}{D_B \left(\frac{E_S}{WOB} - \frac{1}{A_B} \right)}$$

- ROP Tasa de perforación (ft/h).
 - $\mu = 36 \frac{T}{D_B WOB}$ Bit specific coefficient of sliding friction (°)
 - N Velocidad de rotación (rev/m).
 - D_B Diámetro de la broca (in).
 - E_S Energía específica (psi).
 - WOB Peso sobre la broca (lb).
 - A_B Área del hueco (in²).
- c. El tiempo requerido para realizar la perforación del pozo en su totalidad será la suma de cada “tiempo perfecto” que toma realizar cada una de las operaciones.
- d. El PWR se calcula con la siguiente ecuación, obteniéndose un parámetro adimensional que sirve de comparación para diferentes configuraciones de pozos, litología y parámetros operacionales.

$$PWR = \frac{\text{Tiempo actual de perforación}}{\text{Tiempo teórico}}$$

2.2.4 Máximo desempeño teórico (Maximum theoretical performance). El MTP se basa en el cálculo del “perfect well time”, introducido en la metodología del PWR. Este cálculo se orienta a la física de perforación del pozo, y su objetivo y ventaja es que el resultado evita el criterio humano para la estimación de un tiempo teórico de perforación de una formación (Wardt, et al., 2016). Esto proporciona un valor transparente contra el cual se puede medir el rendimiento y calcular la eficiencia de la perforación.

La estimación del MTP incluye el cálculo del “perfect well time” tiene en cuenta la perforación de la roca que incluye las variables físicas del pozo y la energía mecánica específica, y las otras operaciones relacionadas para la construcción del pozo, como corrida de casing, registros, cementación, etc. A continuación, se mencionan las consideraciones que incorporó la metodología MTP.

- Sin viajes intermedios entre secciones para cambiar la broca o el BHA.
- Sin rimar el hueco.
- Sin espera de equipos.
- Sin viajes de acondicionamiento.
- Sin tiempo significativo de circulación

A continuación, se establece otro tipo de metodologías para la estimación de un tiempo de referencia de construcción de un pozo, utilizado para medir la eficiencia y el desempeño en la perforación. Éstas se relacionan en la medida en que calculan un tiempo ideal que se basa en las prácticas actuales de perforación.

2.2.5 Best of best (BOB). Consiste en el mejor desempeño alcanzado durante la perforación de un pozo, y se basa en la combinación de los mejores tiempos observados durante la ejecución de

cada una de las operaciones que compone la construcción del mismo, Brett (2006). Esta medida de referencia se establece evaluando pozos que son substancialmente similares.

Para el cálculo de este tiempo de referencia se compara cada una de las mejores operaciones observadas por fase, y se suman para dar un tiempo total que tomaría la perforación de un pozo. Esta metodología se limita a los tiempos observados del histórico de campañas de perforación para una misma compañía operadora.

2.2.6 Best in class (BIC). Establece un tiempo de referencia para perforación que compara el desempeño interno de una empresa operadora con el de otras, identificando el mejor tiempo observado por alguna de ellas, Brett (2006). Este mejor tiempo observado toma en cuenta el tiempo total de perforación de una serie de pozos de características similares.

2.2.7 Best observed. Es el mejor tiempo observado por una operadora en una serie de pozos similares. Este tiempo puede referirse a tiempos totales, por fase o por operaciones de perforación de un pozo.

2.2.8 Average well duration. Es la duración media de una fase, operación o tiempo total de perforación que compara pozos de características similares.

2.2.9 P50/ P10. Esta metodología construye un tiempo de referencia encontrando percentiles para cada una de las operaciones realizadas en la perforación. P10 representa el mejor desempeño observado y P50, la capacidad real que se tiene en una operación. Esto permite realizar un análisis estadístico mediante el estudio de percentiles, lo cual es muy común cuando se tiene una base de

datos bastante amplia. Con los percentiles, es posible realizar curvas de aprendizaje que representen la oportunidad de mejora en el desempeño de los tiempos. Este análisis identifica los tiempos que toma realizar cada operación, con su respectivo avance en profundidad. En la figura 3, se puede observar la distribución de tiempos para algún tipo de operación. En ella los percentiles P10 y P50 se establecen siguiendo un análisis estadístico, y con base en éste se toma como tiempo de referencia esos puntos que se señalan.

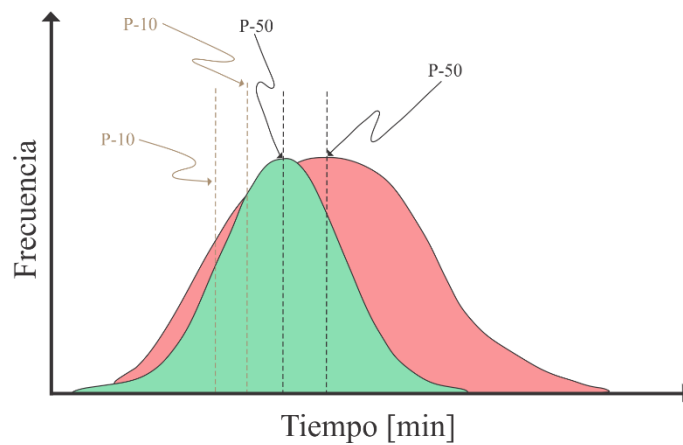


Figura 3. Análisis teniendo en cuenta la distribución de tiempo por percentiles. Adaptado de Raza et al., (2017). SPE 188238.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de las metodologías mencionadas anteriormente, las cuales permiten establecer un tiempo de referencia para medir el desempeño de la perforación de pozos.

Tabla 2.

Consolidado de metodologías para establecer tiempos de referencia.

Metodología	Tiempo de referencia	Descripción	Alcance	Autor
Technical Limit (TL)	Pozo teórico	Tiempo teórico	Tiempo total basado en operaciones perfectas del pozo	Tiempo total y por fases (Bond et al. 1996)
Drilling the Limit (DTL)	Pozo teórico		Tiempo total basado en operaciones perfectas y opiniones del personal. Incluye mayor planeación	Tiempo total del pozo (Schreuder y Sharpe 1999)
Maximum theoretical performance (MTP)	Pozo teórico		Tiempo total basado en operaciones perfectas, incluyendo factores físicos para perforar la roca	Tiempo total del pozo (Brett 2006)
Perfect well ratio (PWR)	$PWR = \frac{\text{Tiempo actual}}{\text{Tiempo teórico}}$	Compara el desempeño de pozos con condiciones de perforación diferentes	Tiempo total del pozo	(Wardt et al. 2016)
Best of best (BOB)	Mejor pozo	Tiempo ideal	Lo mejor alcanzado en el desempeño interno de una compañía	Tiempo total del pozo (Brett 2006)
Best in class (BIC)	Mejor pozo		Lo mejor alcanzado comparando el desempeño con otras compañías	Tiempo total del pozo (Brett 2006)
Best observed	Mejor pozo observado		Tiempo total, por fases y operaciones del pozo (Brett 2006)	
Average well duration (AWD)	Promedio de los pozos	Se toma el promedio de los pozos observados	Tiempo total, por fases y operaciones del pozo	(Brett 2006)
P50/P10	Distribución según percentiles	Con base en el análisis estadístico de distribución normal	Tiempo por fases y operaciones del pozo	(Ali Raza et al. 2017)

3. Información disponible para el análisis

El análisis de las campañas de perforación requiere una fuente de información que permita conocer cómo fue el comportamiento de la construcción de los pozos. Para ello, se utilizó la información disponible de OpenWells ®, la cual proviene directamente de la operación en campo y compila

información referente a toda la perforación de los pozos. Dicha información es diligenciada por el personal en el pozo, el cual registra las operaciones que se van realizando a medida del tiempo, por lo tanto, la veracidad de dicha información está sujeta a lo ingresado por una persona, lo cual puede incluir errores que afectan el análisis estadístico que se realizará posteriormente. Por esta razón, a la hora de interpretar los datos de OpenWells ® es necesario filtrar data que según el histórico puede no ser la que corresponde a lo realmente fue llevado a cabo en el pozo.

La base de datos consultada de OpenWells ® proviene de la empresa operadora encargada de la perforación de los pozos. A continuación, se explica con detalle la información disponible.

3.1 Query time (Registro de operaciones de perforación)

El reporte en el cual se encuentran registradas las operaciones de perforación lo genera OpenWells®, el cual es un software que funciona como una plataforma de gestión de información de dichas operaciones.

OpenWells ® permite capturar, rastrear y reportar todas las actividades que se realizan en el taladro. En él se compilan todos los datos referentes a las operaciones desarrolladas para perforar un pozo, como propiedades físicas (presión, torque, caudal, temperatura, WOB, etc.), BHAs utilizados, y un registro de tiempo de ejecución de cada una de las operaciones (perforación, circulación, cementación, toma de registros, etc.) que se relaciona con la profundidad del hueco y/o de la broca.

El programa Data Analyzer TM permite realizar las consultas de la base de datos recopilada por OpenWells ®, generando un archivo .xls en el que se visualiza la información seleccionada que se

quiere analizar. Este archivo se denomina “*Query Time*” y para el estudio que se va a realizar se tienen en cuenta los siguientes parámetros:

- Nombre del pozo
- Fecha del reporte
- Fecha y hora específica por operación (inicio y finalización)
- MD, profundidad por operación (inicial y final) [ft]
- Duración registrada de la operación [h] y si es considerado como tiempo productivo o no productivo.
- Tipo de operación
- Descripción de la operación, código y subcódigo.
- Tiempo productivo o no productivo.

3.2 Fases

Las operaciones en la query time están organizadas de acuerdo al orden en el que se desarrollan en la construcción del pozo. A su vez, en el reporte se encuentran definidas las operaciones que corresponden a cada una de las secciones de los pozos: inicialmente la sección de 12 1/4”, luego la sección intermedia de 8 1/2” y finalmente la fase final de 6 1/8”. En la siguiente figura se puede observar el estado mecánico que comparten todos los pozos de la campaña analizada.

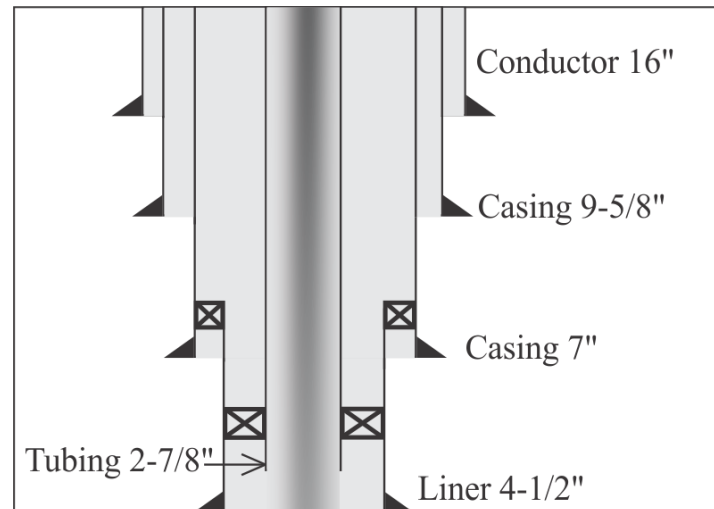


Figura 4. Estado mecánico de los pozos

Para proceder a organizar y después analizar los datos presentes en la query time es útil aplicar lo propuesto por Bond, et al., (1998), quienes explican que es necesario dividir el pozo por fases para su estudio, señalando las operaciones globales de cada fase y así hacer la implementación de las metodologías para el cálculo de NPTs e ILTs, el cual se explicará en el próximo capítulo.

3.3 Operaciones por fase

Para la interpretación de la query time, las operaciones son agrupadas en operaciones globales por cada fase, así como lo propuso Raza, et al., (2017). Esto se hace con el fin de hacer un estudio del comportamiento que tienen las operaciones a medida que se va perforando el pozo, y realizar un seguimiento del desempeño de cada operación, gracias a la practicidad de dividir cada fase en operaciones globales. El autor también menciona que al aplicar este método es más eficiente el manejo de datos y el tiempo que consume llegar hasta ellos. Estas operaciones serán mencionadas a continuación. Cabe mencionar que la división por fase de los pozos analizados se realiza según

el programa de perforación determinado por ECOPEPETROL S.A., por lo tanto, para el presente trabajo las secciones inician desde el momento en que se realiza el Rig Up del BHA para perforar dicha sección, y finalizan con la operación inmediatamente anterior a esta. De esta manera la sección superficial de 12 ¼” finaliza con la instalación de la BOP, la intermedia de 8 ½” con la toma de registros y la de producción de 6 1/8” con el sentamiento del Liner.

Tabla 3.

Identificación de operaciones globales por fase.

12 1/4 "	Armar y bajar BHA#1
	Perforar formación BHA#1
	Sacar y quebrar BHA#1
	Corrida de Casing 9 5/8”
	Cementación del Casing 9 5/8”
	Rig service, instalación y prueba de BOP
8 1/2 "	Armar y bajar BHA#2
	Perforar formación BHA#2
	Viaje corto
	Sacar y quebrar BHA#2
	Corrida de Casing 7”
	Cementación del Casing 7
	Rig service, instalación y prueba de BOP
Armar y bajar BHA#3 de limpieza	
	Registros cased hole
6 1/8 "	Armar y bajar BHA#4
	Perforar formación BHA#4
	Viaje corto
	Sacar y quebrar BHA#4
	Armar y bajar Liner 4 ½”

3.3.1 Fase 12 1/4''

- Armar y bajar BHA #1: corresponde a la reunión pre-operacional y de seguridad de la operación con todo el personal involucrado y la acción de bajar completamente el BHA a la profundidad del tubo conductor para iniciar la perforación de la fase superficial. En este caso no se tiene en cuenta la instalación del tubo conductor y la revisión, realización de pruebas y aceptación del equipo de perforación.
- Perforar formación BHA #1: es la primera fase de perforación, donde se baja con la sarta de perforación y BHA de acuerdo a la planeación del pozo. Allí se especifican los parámetros de perforación como datos de fluidos de perforación, ROP, caudales, strokes por minuto, etc.
- Sacar y quebrar BHA #1: con esta acción se evidencia la profundidad de la primera fase y después se procede a sacar la broca como tal y darle su calificación según la norma. Además, se incluye el rig down del BHA en su totalidad.
- Corrida de Casing de 9 5/8'': hace referencia al rig up de equipos de manejo y levante de casing. La reunión pre-operacional para la corrida del casing y la operación como tal de bajarlo hasta la profundidad planeada.
- Cementación Casing 9 5/8'': la operación abarca desde el rig up y la prueba de la cabeza y líneas de cementación; bombeo y desplazamiento de la lechada. La columna de cemento se posiciona desde la profundidad del zapato de 9 5/8'' hasta superficie. Finalmente se desconectan y retiran líneas y cabeza de cementación. El tiempo de espera del fraguado de cemento para hacer el drillout y continuar con la siguiente sección lo determinan el tipo de cemento y los aditivos que contiene. Generalmente se espera hasta que el cemento adquiere

una resistencia a la compresión mayor a 500 psi, cuya información la provee la compañía de cementación que entrega el registro de la UCA, por sus siglas en inglés, ultrasonic cement analyzer; en el cual se observa la resistencia que va adquiriendo el cemento a lo largo del tiempo. Mientras se cumple ese tiempo se realizan operaciones paralelas en el pozo.

- Rig service, instalación de BOP: acoge las operaciones de limpieza de contrapozo, instalación del *base plate* y *casing hanger*; desconectar y retirar el *landing joint*; bajar *running tool*, torquear la sección y retirar *running tool*; *rig down* de equipos de manejo y levante de casing; e instalación de BOP de 13 5/8" y su respectiva prueba con *test plug*.

3.3.2 Fase 8 1/2"

- Armar y bajar BHA #2: esta operación incluye la reunión pre-operacional, arme de BHA direccional y la corrida del mismo hasta se alcanza el tope del cemento (TOC, por sus siglas en inglés) de la sección anteriormente cementada.
- Perforar formación BHA #2: es la operación más extensa en la mayoría de los pozos e inicia desde el drill out del cemento y zapato de 9 5/8". Esta es la que más presenta inconvenientes, como sidetracks, puntos apretados y fallas en el BHA. La descripción incluye los detalles de las operaciones pertinentes, tales como la perforación de las formaciones en el subsuelo, los ajustes a los parámetros de perforación (ROP, caudal, SPP, torque, WOB, inclinación y azimuth) y el reporte de litología. Esta operación finaliza con la circulación del pozo, rotando en fondo y reciprocando la sarta para después seguir con su POOH hasta superficie. Existen casos particulares en los que debido a problemas operacionales en el pozo se decide bajar la sarta con punta abierta debido a la necesidad de hacer un sidetrack; esto hace que

la perforación se prolongue, pues es necesario circular píldoras viscosas, cementar tapones y volver a perforar hasta la profundidad a la que había quedado anteriormente.

- Viaje corto: corresponde a los viajes de limpieza desde fondo de pozo hasta una profundidad determinada (que va generalmente hasta el zapato de la sección anterior o hasta el KOP) y después se repasa bajando hasta fondo nuevamente, también se circula después de bombear píldoras viscosas (sólo en algunos casos). Esta actividad se hace con el fin de reparar el intervalo direccional del pozo, corrigiendo los puntos apretado realizando reaming y backreaming para proseguir con la siguiente operación sin problemas.
- Sacar y quebrar BHA #2: consiste en subir la sarta hasta la superficie de tal manera que cuando llegue, el pozo esté en condiciones óptimas para continuar con la corrida del casing. Se quiebra el martillo y se posiciona la sarta hasta el tope de herramientas direccionales para seguir sacando una a una estas herramientas (*crossover, saver sub, telescope, periscope, motor y broca*). Finalmente se baja la sarta con el *test plug*, se recupera el *wear bushing* y se cambia el elevador.
- Corrida de Casing de 7": abarca las operaciones desde el levante y conexión de herramientas para el manejo del casing, se prueba el equipo de flotación y se instala en el casing, luego se bajan todas juntas hasta la profundidad planeada. Finalmente se circula rompiendo geles para continuar con la siguiente operación.
- Cementación Casing de 7": inicialmente se hace la reunión pre-operacional, se preparan los lavadores, espaciadores, aguas aditivadas, y mezcla de lechada; luego se levanta la cabeza de cementación y conectan las líneas para hacer la prueba de las mismas; y finalmente se procede con la operación como sigue: liberar *bottom plug*; bombear espaciador mecánico, bombear lechada de relleno y lechada principal; liberar *top plug* e iniciar con el

desplazamiento. La columna de cemento se posiciona desde la profundidad del zapato de 7" hasta superficie. Finalmente se desconectan y retiran líneas y cabeza de cementación. Para la espera del fraguado del cemento se tienen en cuenta las mismas consideraciones mencionadas en la Cementación del Casing de 9 5/8" de la fase anterior.

- Rig service, instalación de BOP: al igual que en la fase anterior, esta operación acoge las operaciones de limpieza de contrapozo, instalación del *base plate*, *campana* y *casing hanger*; desconectar y retirar el *landing joint*; bajar *running tool*, torquear la sección y retirar *running tool*; *rig down* de equipos de manejo y levante de casing; e instalación de preventoras y su respectiva prueba con un *test plug* realizar la prueba hidrostática a la BOP. Cabe resaltar que es la misma BOP de 13 5/8" utilizada en la sección anterior. Paralelo a estas operaciones se espera el fragüe del cemento.
- Armar y bajar BHA#3 de limpieza: al finalizar la segunda fase de los pozos, se realiza el drillout de cemento, tapones y zapato de 7", y luego se realiza una repasada desde la superficie hasta el fondo, lavando con el BHA de limpieza, el cual limpia la sección revestida para la toma de registros. Posteriormente se saca y quiebra la sarta en la superficie y se hace la respectiva calificación de la broca.
- Registros cased hole: esta operación acoge todo tipo de registros que puedan requerirse en la fase intermedia; estos pueden ser registros del cemento y eléctricos tales como: CCL, CBL, VDL, USIT, GR asistidos con un tractor cuando las condiciones lo requieren. Cabe resaltar que los registros son corridos después de la cementación del Casing de 7", por lo que estos se realizan en hueco revestido.

3.3.3 Fase 6 1/8''

- Armar y bajar BHA #4: abarca desde la reunión pre-operacional hasta que baja la sarta a la profundidad que había quedado en la fase inmediatamente anterior.
- Perforar formación BHA #4: el punto de partida es el drillout del zapato de 7'' para después empezar a perforar la formación correspondiente, con los parámetros detallados en la descripción de la operación. Cuando alcanza la profundidad final del pozo, circula hasta obtener retornos limpios y proceder con el viaje de acondicionamiento.
- Viaje corto: es un viaje de limpieza que se hace desde fondo del pozo después de perforarlo en su totalidad, hasta una determinada profundidad y nuevamente se repasa hasta el fondo. Se hace con el fin de rimar la sección direccional del pozo para proseguir con la siguiente operación.
- Sacar y quebrar BHA #4: después de circular el pozo seguido del viaje corto, se procede a sacar hasta la superficie la sarta de perforación y quebrar dicha sarta, en la mayoría de los casos con arrastre normal.
- Armar y bajar liner: es la última operación del pozo. Abarca la reunión pre-operacional y de seguridad para la corrida del liner; armar herramientas para el manejo del liner; el acondicionamiento de la mesa para correr la sarta interna y su posterior desarme; bajar la sarta de tubería y el sentamiento del empaque colgador (debe ser verificado mediante la aplicación de tensión por peso y overpull). Finalmente se saca la tubería hasta la superficie, se quiebra el setting tool y las juntas, se acondiciona la mesa nuevamente para retirar la campana, el flowline y así culminar la operación de perforación de un pozo.

En última instancia, lo que se busca con la interpretación de la query time para cada uno de los pozos, es organizar cada actividad en las operaciones anteriormente explicadas, con el fin de obtener unas categorías (operaciones globales) para poder realizar el análisis de los tiempos por cada una de las operaciones y, a su vez, por cada fase. Las metodologías que se van a implementar para determinar los tiempos invisibles y no productivos se explicarán en el siguiente capítulo.

4. Metodología para la identificación de los tiempos no productivos e invisibles en operaciones de perforación

Teniendo como fuente de información la query time, la cual contiene todas las operaciones de los pozos de la campaña que va desde el 2016 al 2017, se procede a la identificación de la información necesaria con el fin de determinar el desempeño alcanzado en dicha campaña. Este archivo tiene la información tabulada de cada pozo y contiene los siguientes ítems:

- Nombre del pozo.
- Fecha del reporte.
- Hora de la operación inicial y final.
- MD inicial y MD final de la operación (ft).
- Profundidad de la broca en MD (ft).
- Duración de la operación (hora).
- Tipo de operación (circulación, perforación, corrida de casing, etc).

- Descripción de la operación (parámetros como caudal, rpm, torque, WOB, tipo de BHA, propiedades reológicas, tipo de equipo de flotación, etc).
- Tiempo productivo o no productivo.

Teniendo en cuenta la información contenida en la query time es posible determinar la duración de cada operación realizada en el pozo haciendo un seguimiento del avance en profundidad. Es importante resaltar que cada operación cuenta con una descripción detallada de sus parámetros, lo que permite entender cómo se realiza cada una de ellas.

A continuación, se describe la metodología propuesta para la identificación de los tiempos no productivos e invisibles.

4.1 Identificación de tiempos no productivos (NPT).

La identificación de los tiempos no productivos o eventos de perforación es útil para conocer visiblemente qué fallas se tuvieron en cada uno de los pozos. También permite identificar cuál fue el tiempo efectivo que tuvo cada pozo, el cual es determinado de la siguiente manera:

$$Tiempo\ efectivo = Tiempo\ total - NPT$$

Este tiempo permite conocer cuál fue el porcentaje de tiempo que se utilizó del tiempo total para realizar operaciones sin ningún tipo de falla o contratiempo. La cuantificación de los tiempos no productivos se hizo teniendo en cuenta el tiempo por fases y por operación.

4.1.1 Tiempos no productivos (NPT) por fase. Con la identificación de tiempos no productivos por fase se compara el comportamiento de la campaña a una escala que permite hacer

un análisis de curvas de aprendizaje en el tiempo, las cuales pueden ser usadas para tener un criterio visual del desempeño de la perforación de los pozos.

Los pozos de la campaña analizada contienen tres fases que se identifican por el diámetro de la broca con la que se perforó dicha sección, como lo son 12 ¼ in, 8 ½ in y 6 1/8 in. Inicialmente se determina hasta qué punto va cada fase (tanto en tiempo como en profundidad), tal y como se hizo en la explicación del estado mecánico de los pozos. Luego se procede a hacer la suma de las operaciones que componen cada fase para tener un tiempo total de ésta. Posteriormente se observa cada operación y se seleccionan las operaciones que fueron identificadas como tiempo no productivo según la query time. Todas las operaciones que fueron denominadas como tiempo no productivo se suman para tener el total por fase y finalmente los datos de tiempo total y NPT se tabulan de manera similar a la tabla mostrada a continuación.

Tabla 4.

Identificación de NPT por fase

Tiempo Fase 12-1/4" (horas)				
Pozo	Tiempo productivo	NPT	Tiempo total	Profundidad
P 1	13.5	4	17.5	265
P 2	12	0	12	272
P 3	11.5	0	11.5	260

4.1.1 Tiempos no productivos (NPT) por operación. La identificación de tiempos no productivos por operación permite medir el desempeño que se ha tenido en tareas específicas, de esta manera es posible encontrar en dónde ocurren estos eventos con mayor frecuencia. Cada una de las tres fases fue dividida en diferentes operaciones que se componen de varias actividades (tal

y como se explicó en el capítulo anterior). Para cada una de esas operaciones por fase se identificó cuál era el tiempo que tomaba realizarlas, y cuánto era el avance en profundidad. Finalmente, se seleccionaron los eventos encontrados durante la ejecución de cada operación y se sumaron para tener un valor de NPT específico para cada operación global. Los datos obtenidos fueron tabulados para todos los pozos de la campaña según la siguiente tabla.

Tabla 5.

Identificación de NPT por operación

Fase 12								
1/4 “								
Armar y Bajar BHA #1			Perforar formación BHA #1					
Pozo	Tiempo Productivo [hora]	NPT [hora]	Tiempo Total [hora]	Distancia recorrida [ft]	Tiempo Productivo [hora]	NPT [hora]	Tiempo Total [hora]	Distancia recorrida [ft]
P1	0.25	0	0.25	45	3.5	0	3.5	265
P2	0.5	0	0.5	45	2	0	2	272
P3	0.5	0	0.5	45	2	0	2	260

A continuación, se muestra un diagrama de flujo para la identificación de NPT por fase y por operación.

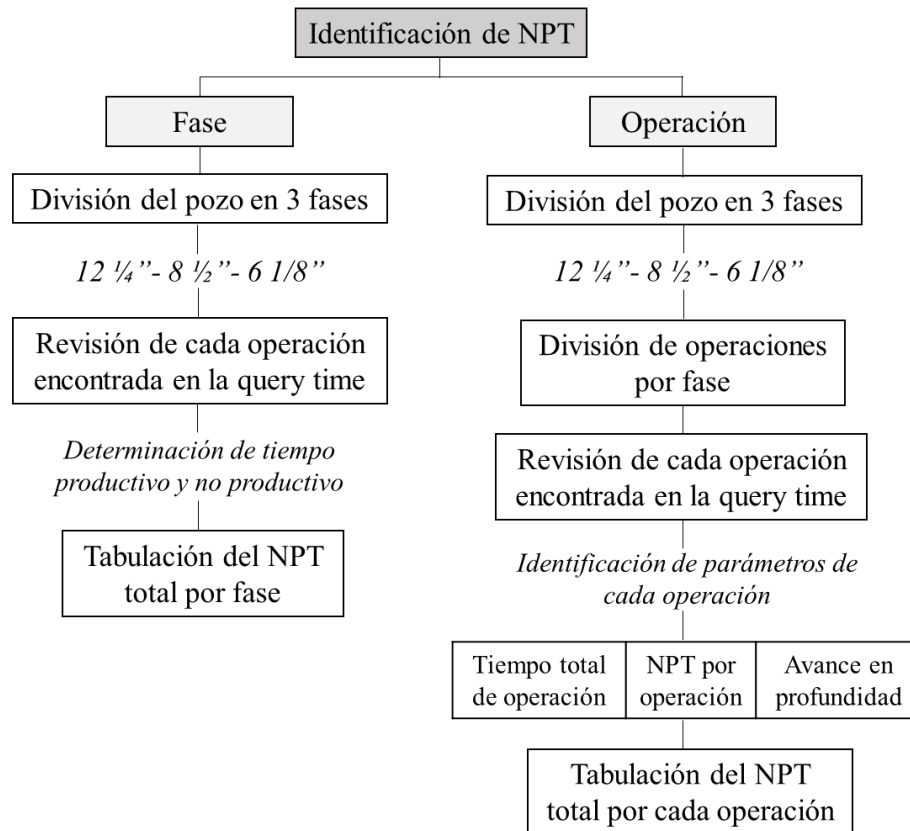


Figura 5. Diagrama de flujo para la identificación de NPT.

4.2 Identificación de tiempo perdido invisible (ILT).

Para la identificación de ILT es necesario establecer un tiempo de referencia para cada operación; que en este caso lo llamaremos tiempo ideal, luego se hace la diferencia entre ese tiempo y el tiempo real de la operación sin el NPT, lo cual se puede observar en la siguiente ecuación:

$$ILT = \text{Tiempo total} - \text{NPT} - \text{Tiempo de referencia}$$

De esta manera es posible calcular el ILT para cada operación por fase de un pozo. Sin embargo, el valor de ILT hallado depende de la metodología utilizada para el cálculo del tiempo de referencia. A continuación, se muestran las metodologías que se utilizarán para hacer el análisis

de la campaña de perforación, las cuales fueron seleccionadas teniendo en cuenta el tipo de información disponible, es decir, con la query time:

Tabla 6.

Metodologías a implementar para medir el desempeño de los pozos

Metodología	Explicación	Alcance
Best of best (BOB)	Es posible aplicarla ya que es el mejor pozo de la campaña	Tiempo total del pozo
Best observed	Es posible aplicarlo ya que	Tiempo por operación
Average well duration (AWD)	los valores de mejor tiempo, promedio y percentiles son fácilmente obtenidos de los	Tiempo por operación
P50/P10	datos	Tiempo por operación

Cabe resaltar que las primeras dos metodologías mostradas en la tabla servirán para medir el desempeño en general para la campaña de perforación, mientras que las otras tres se utilizarán en la determinación de los tiempos perdidos invisibles.

4.2.1 Tiempo perdido invisible (ILT) por operación. El análisis de ILT por operación requiere tener identificados ciertos parámetros para cada pozo, los cuales ya se mostraron en la tabla de identificación de NPT por operación. Entre ellos se incluyen: tiempo por operación, NPT que se obtuvo en cada una de éstas, y el avance en profundidad por cada operación específica. Una vez se cuentan con todos los datos tabulados para la totalidad de la campaña, es necesario calcular el tiempo de referencia para cada operación, y posterior a ellos aplicar la ecuación (poner número) mostrada anteriormente.

Para determinar ese tiempo de referencia se debe tener la premisa de que todas las operaciones de los pozos se realizan de manera similar, lo cual es cierto, pero para la mayoría de éstas, el tiempo que toma realizarlas está en función de la profundidad o distancia recorrida para su ejecución. Por esta razón, el tiempo de cada una de estas operaciones no puede ser comparable entre un pozo y otro, por lo tanto, es necesario diferenciar los dos tipos de operaciones: las dependientes de la profundidad y las no dependientes de la profundidad.

Las operaciones que se consideraron que no dependían de la profundidad son las siguientes:

- Fase 12 ¼": Rig service e instalación y prueba de BOP.
- Fase 8 ½": Rig service e instalación y prueba de BOP.

Para este tipo de operaciones, simplemente se compara el tiempo que se tomó para hacer cada una de ellas, y luego se aplican las metodologías de tiempos de referencia comparando todos los pozos de la campaña.

Por otro lado, las operaciones que dependen de la profundidad son todas las operaciones excepto las mencionadas anteriormente. Para lograr una manera objetiva de comparación de tiempos, es necesario hacer uso de una relación que incluye el tiempo requerido por operación y el avance en profundidad de cada una de ellas. A continuación, se muestra la ecuación para hallar dicha relación.

$$Relación = \frac{Distancia recorrida [ft]}{Tiempo productivo [hora]}$$

Es importante resaltar que el tiempo utilizado para la relación es el tiempo productivo, el cual se halla con la diferencia entre el tiempo total de la operación y el NPT. Una vez hallado este valor para cada pozo, se hace la comparación de las relaciones teniendo en cuenta cada metodología. Luego, para el cálculo del ILT se modifica la ecuación para convertir esa relación en un tiempo ideal, considerando la distancia recorrida para cada operación en cada pozo. La siguiente ecuación relaciona lo mencionado anteriormente.

$$ILT[hora] = Tiempo\ total\ [hora] - NPT[hora] - \underbrace{\frac{Distancia\ recorrida\ [ft]}{Relación\ \left[\frac{ft}{hora}\right]}}_{Tiempo\ ideal}$$

Finalmente, se tabulan los ILT por operación para cada metodología de los pozos de la campaña.

A continuación, se muestra un ejemplo de la tabla realizada.

Tabla 7.

Identificación de ILT por operación

Perforar formación BHA #1								
					Best Observed		Average Well	
Tiempo Productivo [hora]	NPT [hora]	Tiempo Total [hora]	Distancia recorrida [ft]	Relación [ft/hora]	T ideal [hora]	ILT [hora]	T ideal [hora]	ILT [hora]
3,5	0	3,5	265	75,71	0,83	2,67	1,715	1,785
2	0	2	272	136,00	0,85	1,15	1,760	0,240

Para un mejor entendimiento de la metodología utilizada para calcular el ILT, en la Figura 6 se muestra un diagrama de flujo con los pasos descritos anteriormente.

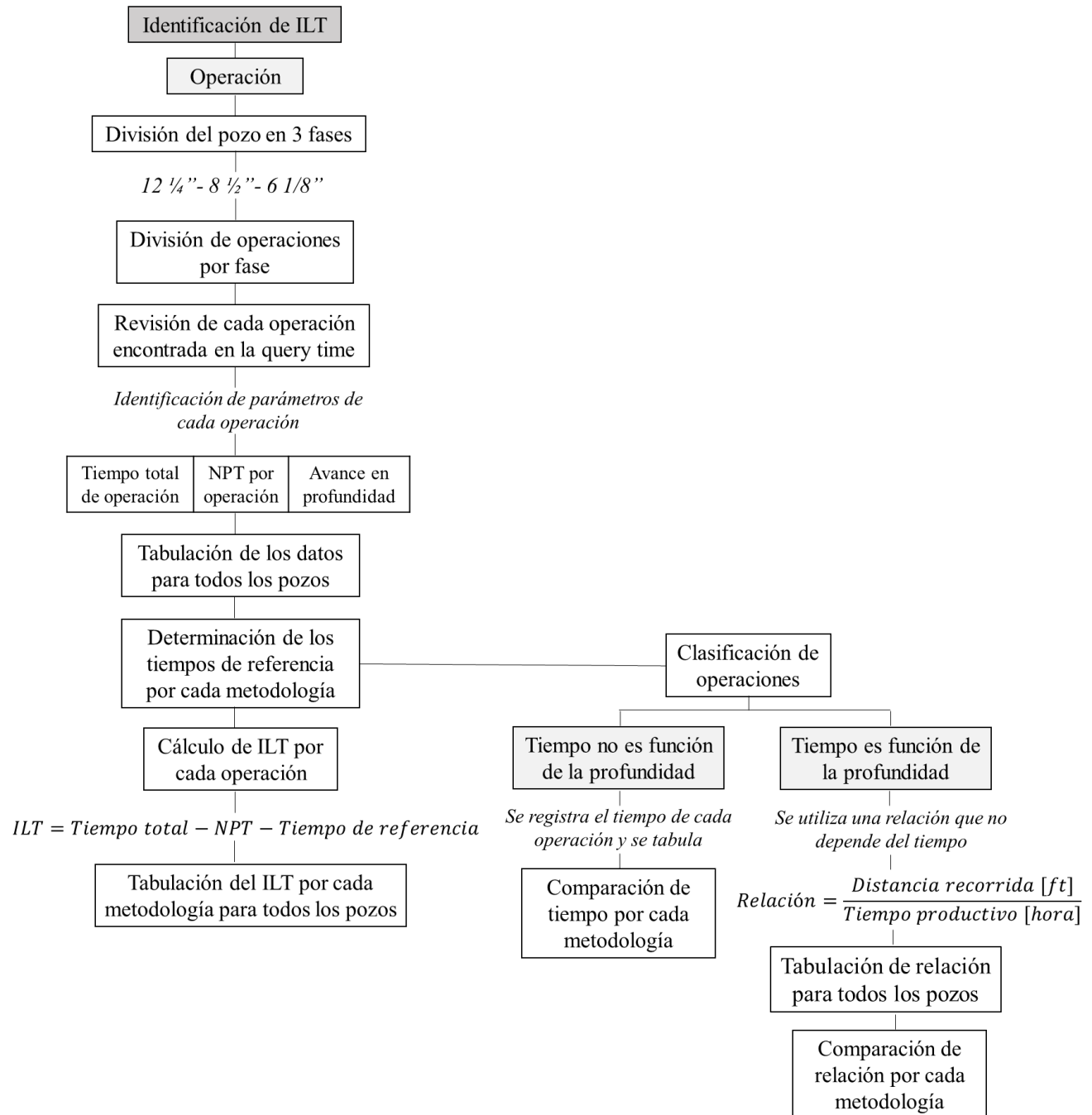


Figura 6. Diagrama de flujo para la identificación de ILT.

5. Análisis de resultados.

En total se estudiaron 158 pozos de las campañas 2016 y 2017, a los cuales se les realizó el análisis de los tiempos tanto por fase como por operaciones. A continuación, se presentan los resultados obtenidos.

5.1 Curvas de aprendizaje.

Una manera de analizar el desempeño de una campaña de perforación es observar la curva de aprendizaje en un intervalo de tiempo. Inicialmente se construyó la curva de aprendizaje tomando como referencia un año de la campaña, durante este tiempo se toman los valores promedios para cada fase y se visualizan en una gráfica que presenta el avance en profundidad con respecto al tiempo. En la construcción de esta gráfica se tabularon los datos de tiempo y profundidad de cada fase para todos los pozos, obteniendo la siguiente tabla.

Tabla 8.

Tiempo y profundidad de cada fase por campaña

	Campaña 2016			Campaña 2017		
	Tiempo [días]	Tiempo acumulado [días]	Profundidad [ft]	Tiempo [días]	Tiempo acumulado [días]	Profundidad [ft]
12-1/4"	0,56	0,56	268,23	0,49	0,49	255,11
8-1/2"	4,16	4,72	3478,35	4,43	4,92	3620,74
6-1/8"	1,77	6,49	4293,45	1,99	6,91	4502,22

Luego, estos valores se grafican y se obtiene la siguiente figura.

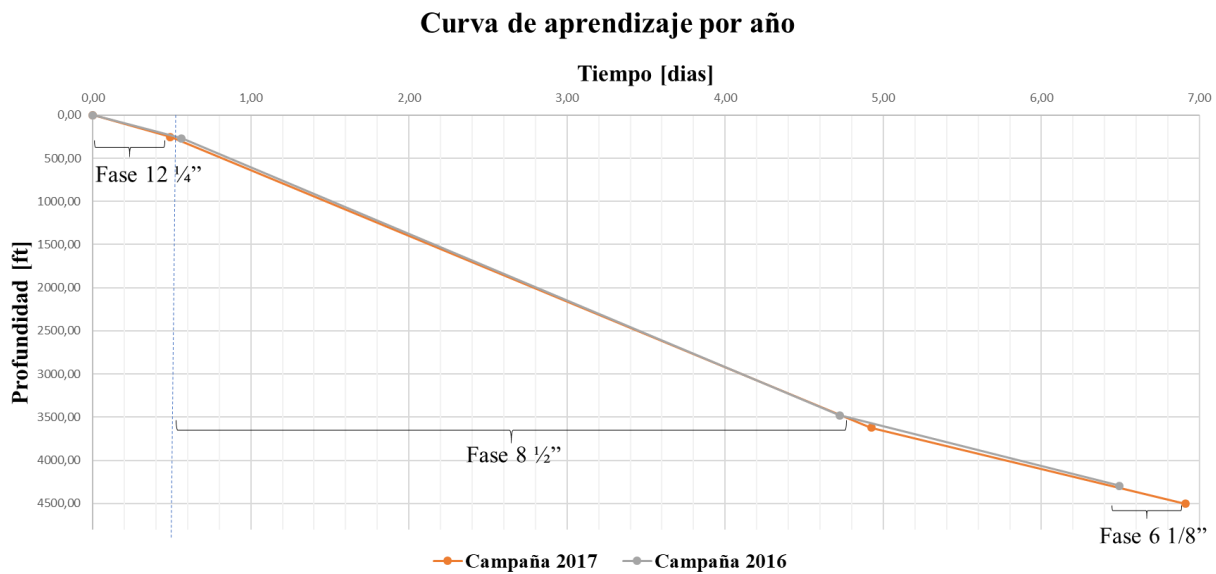


Figura 7. Curva de aprendizaje por año

En esta gráfica se observa que las campañas 2016 y 2017 tienen valores similares con respecto a las dos primeras fases (12 1/2" y 8 1/2"), sin embargo, difieren significativamente en su valor para la última fase de 6 1/8". La siguiente figura permite observar con más detalle la última fase, con la cual se puede explicar que en promedio los pozos perforados en 2017 alcanzaron una profundidad mayor de 300 ft en comparación con los del 2016, por lo tanto, en promedio tomó 0,4 días más en perforar dichos pozos. Analizando estas gráficas no es posible observar una mejora en el tiempo de perforación de los pozos, ya que la tendencia muestra que el tiempo aumenta, pero la profundidad también, y examinando las pendientes para cada una de las fases se observa que son similares, por consiguiente, el desempeño no varía entre un año y el otro.

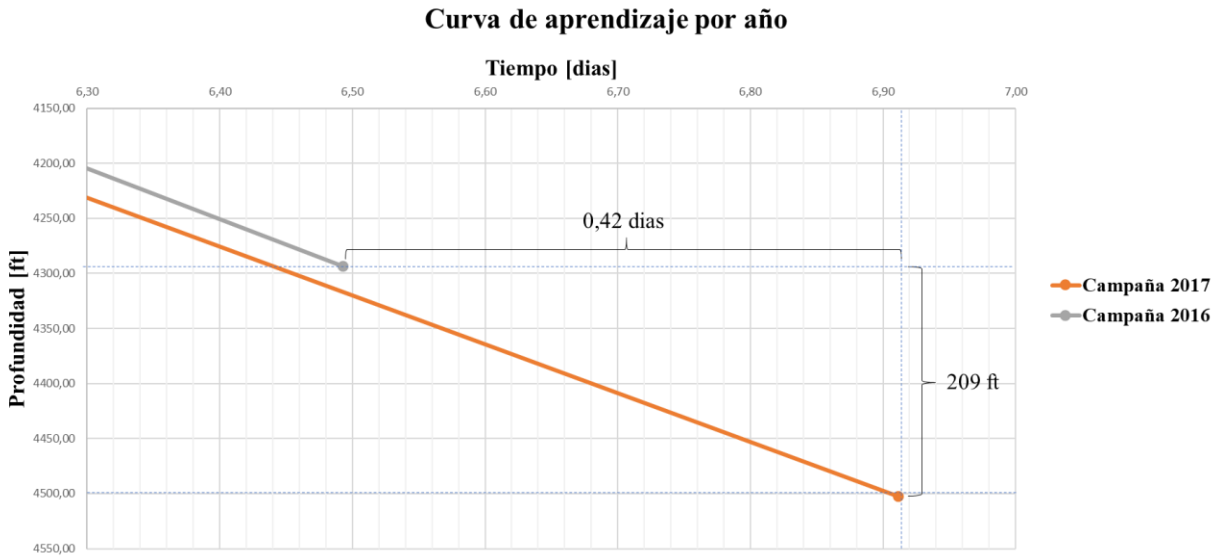


Figura 8. Curva de aprendizaje ampliada para la fase de 6 1/8" por año

Dado que la primera campaña (2016) se inició a finales del año, y la segunda se desarrolló durante el año 2017, para su análisis se decidió hacer el estudio de curvas de aprendizaje dividiendo cada año en trimestres, logrando así mayor precisión en la medida del desempeño de perforación.

Para el primer año (2016), se tomó en cuenta el último trimestre (Q4) ya que la campaña inició en octubre; y para el segundo año (2017), se dividió en cuatro trimestres (Q1, Q2, Q3 y Q4) con el fin de abarcar la totalidad del año. En la construcción de esta gráfica se tabularon los valores promedio de su avance en profundidad y tiempo para cada una de las tres fases correspondientes a cada trimestre de manera similar a la anteriormente señalada. A continuación, se muestra la tabla construida.

Tabla 9.

Tiempo y profundidad de cada fase por trimestres

Fase	Q4 2016		Q1 2017		Q2 2017		Q3 2017		Q4 2017	
	Tiempo [días]	Prof. [ft]	Tiempo [días]	Prof. [ft]	Tiempo [días]	Prof. [ft]	Tiempo [días]	Prof. [ft]	Tiempo [días]	Prof. [ft]
12-1/4"	0,55	268,31	0,49	265,00	0,49	255,19	0,48	250,77	0,48	250,77
8-1/2"	4,16	3477,36	4,27	3564,20	4,48	3549,61	4,59	3734,87	4,41	3638,00
6-1/8"	1,78	4300,54	2,02	4412,00	1,84	4373,83	2,06	4684,32	2,02	4596,94
Total	6,49		6,77		6,81		7,13		6,91	

La tabla 8 representa los tiempos que se consideraron para construir cada una de las fases con la profundidad respectiva. Se puede observar que al avanzar en los trimestres, el tiempo total de perforación de los pozos aumentó, pero de igual manera lo hizo la profundidad promedio, por esa razón, la mejor manera de representar el comportamiento de los trimestres es construyendo las curvas para cada uno de ellos. Estas curvas se muestran en la Figura 9 y tienen en cuenta los valores de la tabla anterior.

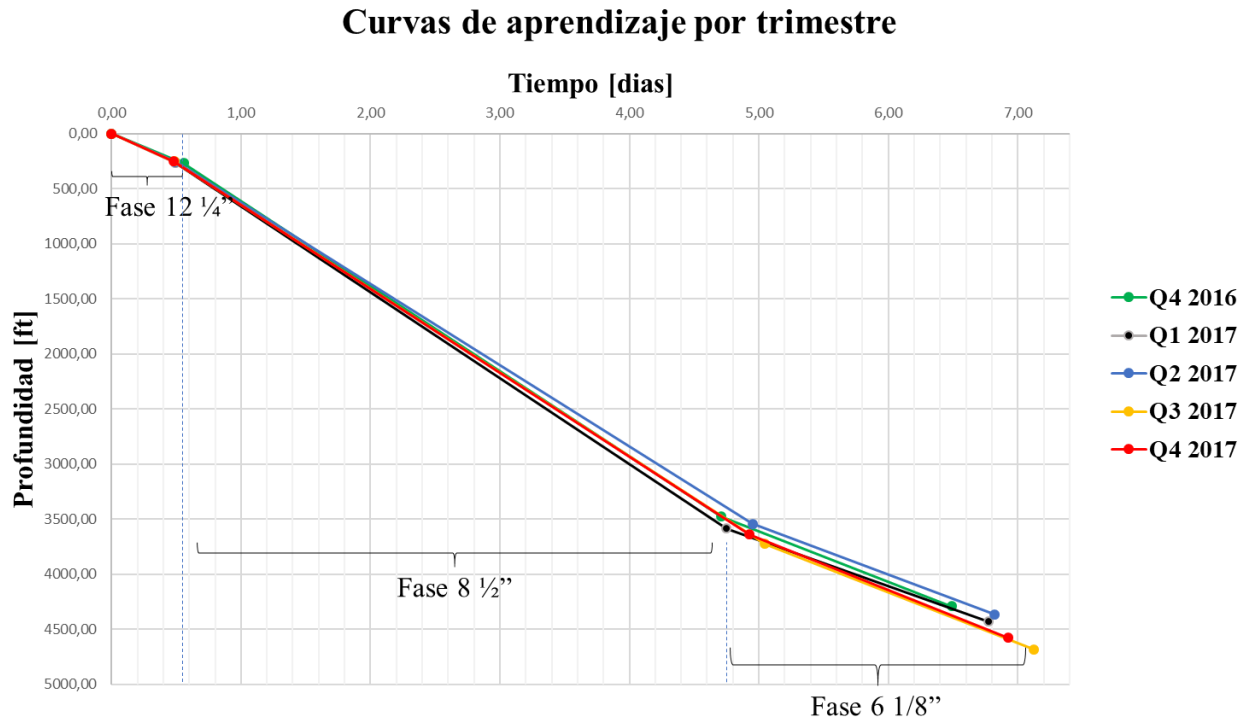


Figura 9. Curva de aprendizaje por trimestres

Estas curvas realizadas por trimestre muestran un comportamiento igual en la fase de 12 1/4" y uno con características similares en la fase de 6 1/8"; mientras que en la fase de 8 1/2" difieren para cada uno de los trimestres. Al tener profundidades diferentes, el parámetro para analizar si una curva es mejor que otra en desempeño sería su pendiente; ya que al ser mayor representa un avance en profundidad con respecto al tiempo. Por esta razón, con el fin de observar el comportamiento de las curvas, se presenta el siguiente análisis que divide las curvas por cada una de las secciones para identificar el comportamiento que difiere en cada uno de los trimestres.

5.1.1 Curva de aprendizaje Fase 12 1/4". Analizando el comportamiento de las curvas para la fase superficial, en la Figura 10 se observa que del Q4 2016 al Q1 2017 se mejoró el desempeño en la construcción de dicha fase, ya que el avance en profundidad con respecto al tiempo fue

mayor, lo que se representa en la mejora de la pendiente mostrada en la gráfica. Por otro lado, en los trimestres Q2, Q3 y Q4 del 2017 representan el mismo comportamiento, ya que la pendiente es la misma, por lo que no hubo un cambio en la tendencia de ese periodo, y además esos periodos en comparación al Q1 2017 disminuyeron su desempeño. Sin embargo, al ser esta fase la que toma menos tiempo en realizarse, los cambios en las curvas no son significativos en el tiempo total del pozo y analizar esta fase no ayuda a mejorar sustancialmente el tiempo.

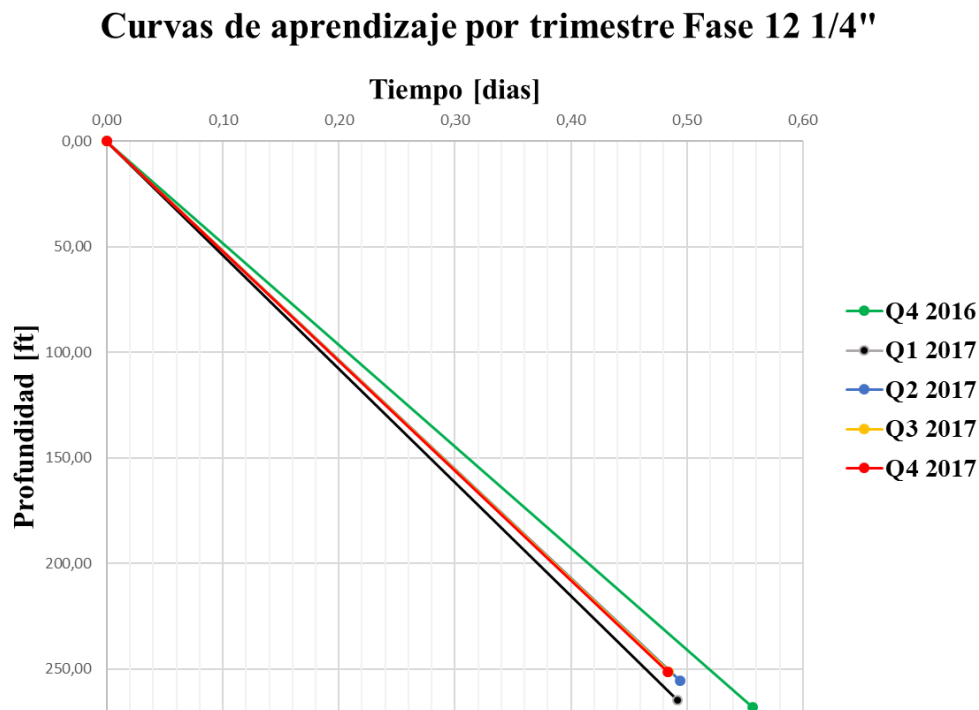


Figura 10. Curva de aprendizaje por trimestres Fase 12 1/4"

5.1.2 Curva de aprendizaje Fase 8 1/2". Observando el comportamiento de las curvas en la Figura 11, se tiene que para el año 2017 se mejoró el desempeño durante el primer trimestre Q1 2017 respecto al anterior Q4 2016. Sin embargo, para el Q2 2017 el desempeño fue el más bajo durante toda la campaña, por lo que la curva tiene una pendiente menor. En el Q3 2017 se mejoró

en los tiempos e incluso su comportamiento fue similar al Q4 2017, lo cual demuestra que existieron mejoras para la reducción de los tiempos de perforación. Sin embargo, se identificó que la Q4 2016 y la Q4 2017 tuvieron el mismo comportamiento, por lo que el inicio y el final de las campañas asumieron el mismo desempeño en los pozos.

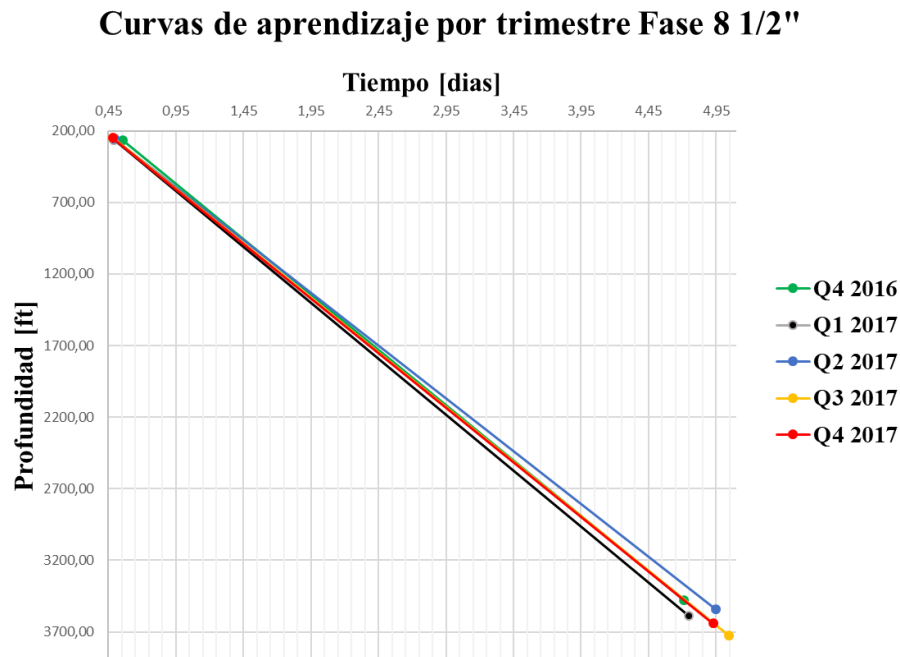


Figura 11. Curva de aprendizaje por trimestres Fase 8 1/2"

5.1.3 Curva de aprendizaje Fase 6 1/8". Según la Figura 12, la tendencia que se marcó en la fase final de los pozos fue muy similar en todos los trimestres; es posible observar que la mayoría de las curvas son paralelas (Q4 2016 y Q2, Q3 y Q4 2017). La curva del Q1 2017 fue la única que presentó un comportamiento diferente, el cual fue menor que las mencionadas anteriormente. Si bien, del Q4 2016 al Q1 2017 aumentó la relación de tiempo para construir esta fase, en el resto de trimestres se volvió al desempeño presentado inicialmente y se mantuvo casi constante, por lo

que no mostró variación alguna. De esta manera, el análisis de las curvas para esta fase no refleja una mejoría marcada en el tiempo.

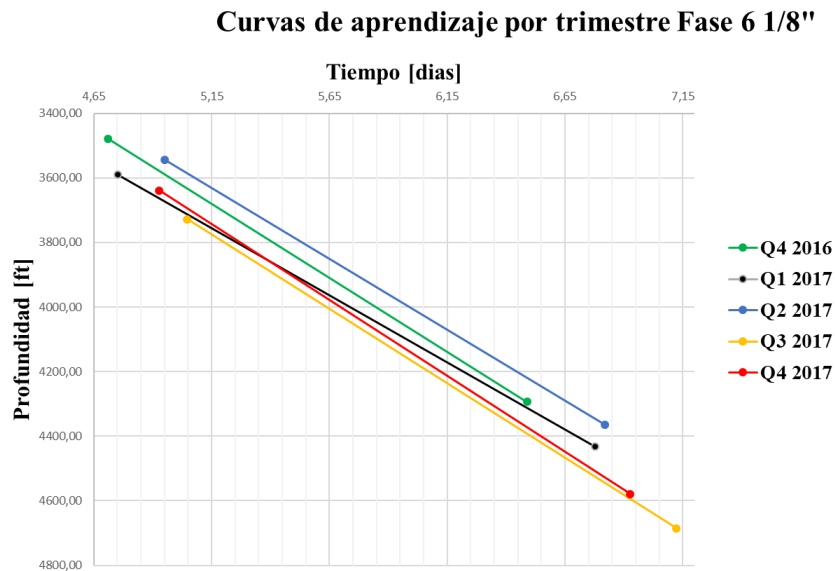


Figura 12. Curva de aprendizaje por trimestres Fase 6 1/8"

5.2 Distribución de tiempos por operación.

Después de realizar la división de operaciones por cada fase, se identificó la duración de cada una de éstas para todos los pozos. Esta duración abarca el tiempo total por operación, es decir incluye el tiempo productivo (PT), tiempo no productivo (NPT) y tiempo perdido invisible (ILT). Dicha información se obtuvo para realizar la Tabla 9 que muestra el tiempo total para cada operación de toda la campaña y el porcentaje que representa cada operación respecto al tiempo total.

Tabla 10.

Distribución de tiempo total por operación

Distribución de tiempos por operaciones			
Fase	Actividad	Tiempo Total [hora]	% por operación
12 1/4"	Armar y Bajar BHA #1	76,75	4%
	Perforar formación BHA #1	291,5	15%
	Sacar y Quebrar BHA #1	84	4%
	Corrida de Casing 9 5/8"	244	13%
	Cementación Casing 9 5/8"	309	16%
	Rig service, instalación de BOP	914,75	48%
8 1/2"	Armar y Bajar BHA #2	522,25	3%
	Perforar formación BHA #2	6892,75	42%
	Viaje de acondicionamiento	1052,25	6%
	Sacar y Quebrar BHA #2	1224,75	7%
	Corrida de Casing 7"	1521,75	9%
	Cementación Casing 7"	640,00	4%
	Rig service, instalación de BOP	1437,50	9%
	Armar y Bajar BHA #3 Limpieza	1495,25	9%
Registros cased hole	1817,75	11%	
6 1/8"	Armar y Bajar BHA #4	890,50	12%
	Perforar formación BHA #4	1861,50	26%
	Viaje de acondicionamiento	279,00	4%
	Sacar y Quebrar BHA #4	979,75	13%
	Armar, bajar y sentar Liner 4 1/2"	3287,25	45%

A continuación, se muestra la distribución de las operaciones por cada una de las fases, utilizando diagramas de torta que permiten visualizar el porcentaje que representa cada operación

en la fase. También se incluyen las curvas de aprendizaje para las operaciones que abarcaron el mayor tiempo en cada una de las fases.

5.2.1 Operaciones fase 12 1/4" La fase superficial de los pozos es la más rápida en realizarse, debido a que en promedio alcanzan 258 ft de profundidad. Esto hace que operaciones que dependen de la profundidad para su duración como perforar formación, armar y bajar BHA #1, sacar y quebrar BHA #1 y corrida de casing 9 5/8" no representen un porcentaje alto con respecto al tiempo total de la fase. Por lo tanto, en esta fase se observó que la operación con mayor duración fue rig service, e instalación y prueba de BOP, la cual pertenece al grupo de operaciones cuya duración es estándar sin importar la profundidad de la sección perforada.

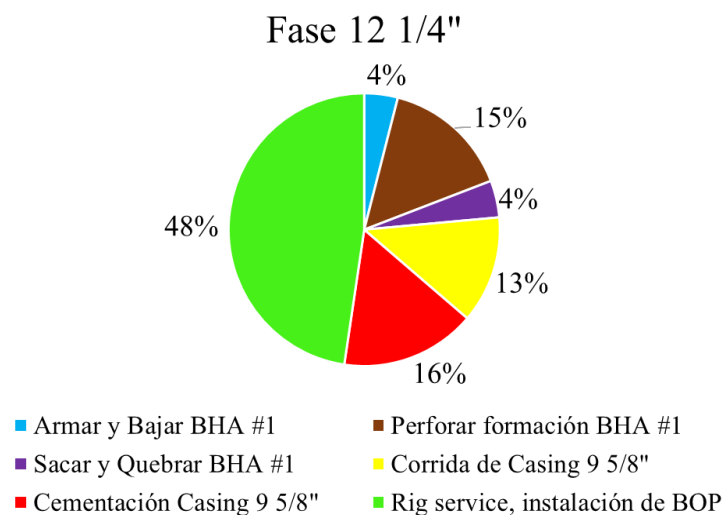


Figura 13. Distribución de operaciones fase 12 1/4"

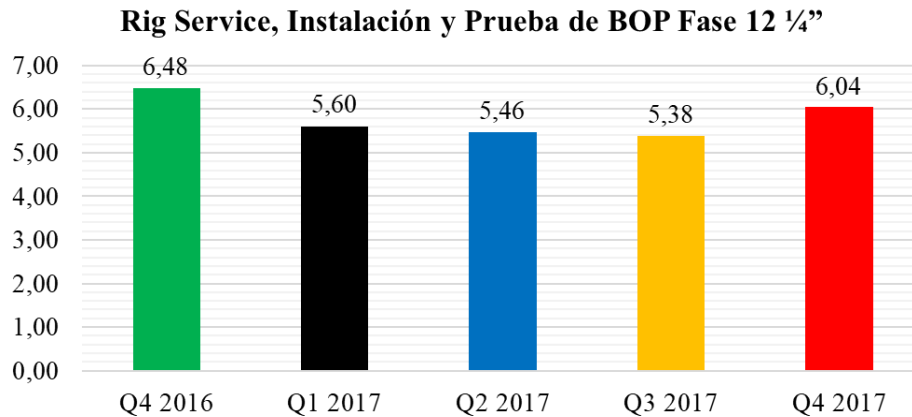


Figura 14. Curva de aprendizaje Rig Service, Instalación y Prueba de BOP Fase 12 1/4"

Como la operación de Rig Service, Instalación y Prueba de BOP es independiente de la profundidad, no es posible realizar una curva como se hicieron las anteriores, solamente se toma el tiempo representativo por cada trimestre para observar su comportamiento. Según la Figura 14, se puede observar que hubo una mejora en los tiempos durante el Q4 2016 y Q1, Q2, Q3 2017, pero en el último trimestre aumentó considerablemente este lapso.

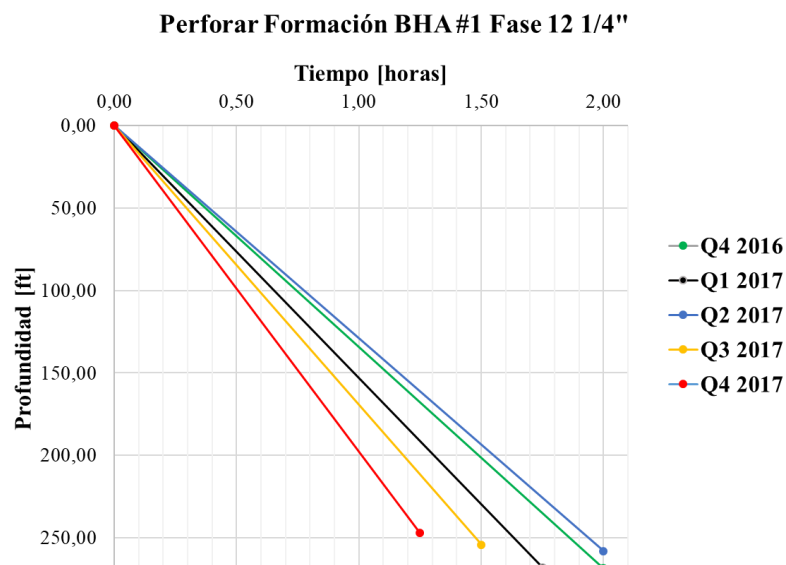


Figura 15. Curva de aprendizaje Perforar Formación BHA #1 Fase 12 1/4"

Otra operación de las que más abarcó el tiempo en la primera fase fue la Perforación de Formación con BHA #1. En la Figura 15 sí se logra observar que hubo una mejora en la realización de dicha operación en el transcurso del tiempo, lo que demuestra que hubo una reducción de tiempos, que es visible ya que a medida que se avanzó en los trimestres la pendiente de las curvas fue aumentando.

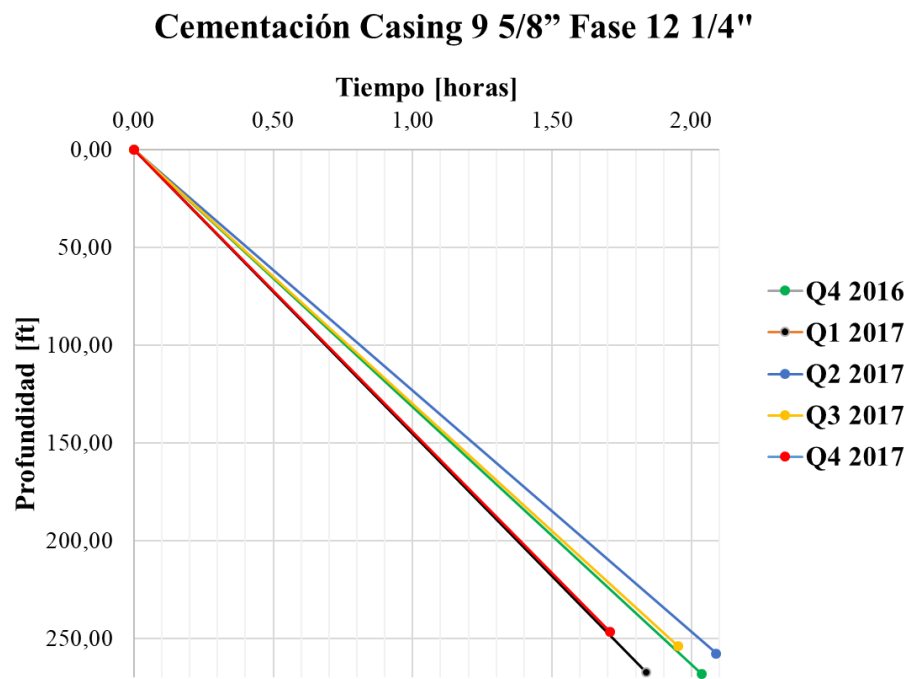


Figura 16. Curva de aprendizaje Cementación Casing 9 5/8" Fase 12 1/4"

La tercera operación que representó un mayor porcentaje en la distribución del tiempo de estas fue la Cementación del Casing de 9 5/8". Como se puede apreciar en la Figura 16, se muestran las curvas de aprendizaje para cada trimestre, donde el Q1 2017 y el Q4 2017 difieren en la prolongación de la curva: Q1 2017 alcanzó una mayor profundidad en un tiempo mayor, pero manteniendo la proporcionalidad del Q4 2017, luego estas curvas se evidencian como las más eficientes para dicha operación, pues su pendiente es mayor que las otras; así mismo, se puede

observar que la curva del trimestre Q2 2017 fue la que presentó un tiempo más prolongado. Una diferencia de 0.4 días es lo que corresponde para la Q2 2017 y Q4 2017.

Teniendo en cuenta el análisis anterior de las curvas de aprendizaje, se puede determinar que esta fase no tuvo mucha variación entre todos los pozos, por lo que no requiere un análisis profundo de sus operaciones debido al promedio en profundidad, ya que hubo uniformidad en las campañas relativamente.

5.2.2 Operaciones fase 8 ½”. La fase intermedia de los pozos es la que más tiempo toma completarla; en promedio el avance en profundidad que se logra es de 3325 ft. En esta fase, las operaciones que dependen de la profundidad para su duración sí representan un porcentaje alto con respecto al tiempo total. Cabe resaltar que la operación de perforar formación con BHA #2 es la que abarca el mayor porcentaje de tiempo de toda la sección, llegando casi a la mitad del tiempo total. Con ello se determina que el análisis de esta operación es de gran importancia, ya que con una mejora sustancial en el tiempo de ejecución se puede reducir el tiempo total. En las curvas de aprendizaje se mostró que esta fase presenta la mayor variación durante toda la campaña; si se realiza un análisis de las mejores prácticas observadas en esta fase para la operación de perforar formación con BHA #2 se puede obtener una ventana de oportunidad para la reducción de los tiempos.

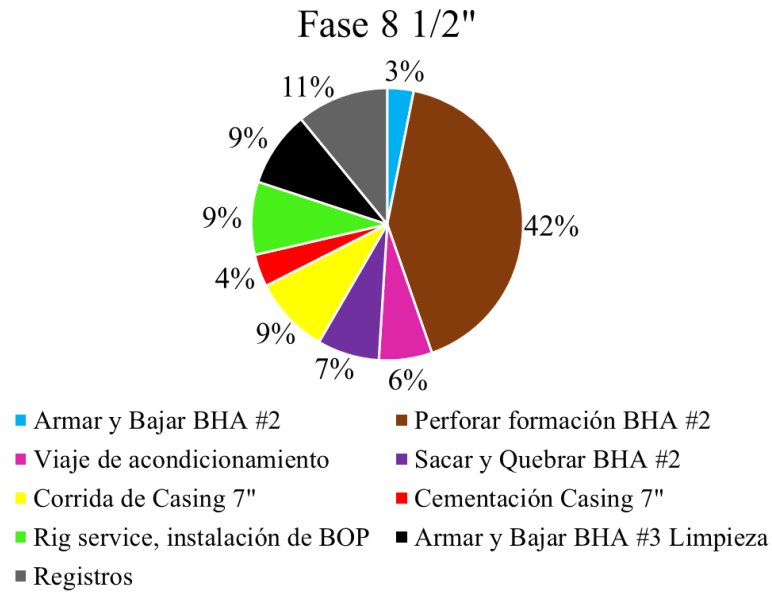


Figura 17. Distribución de operaciones fase 8 1/2"

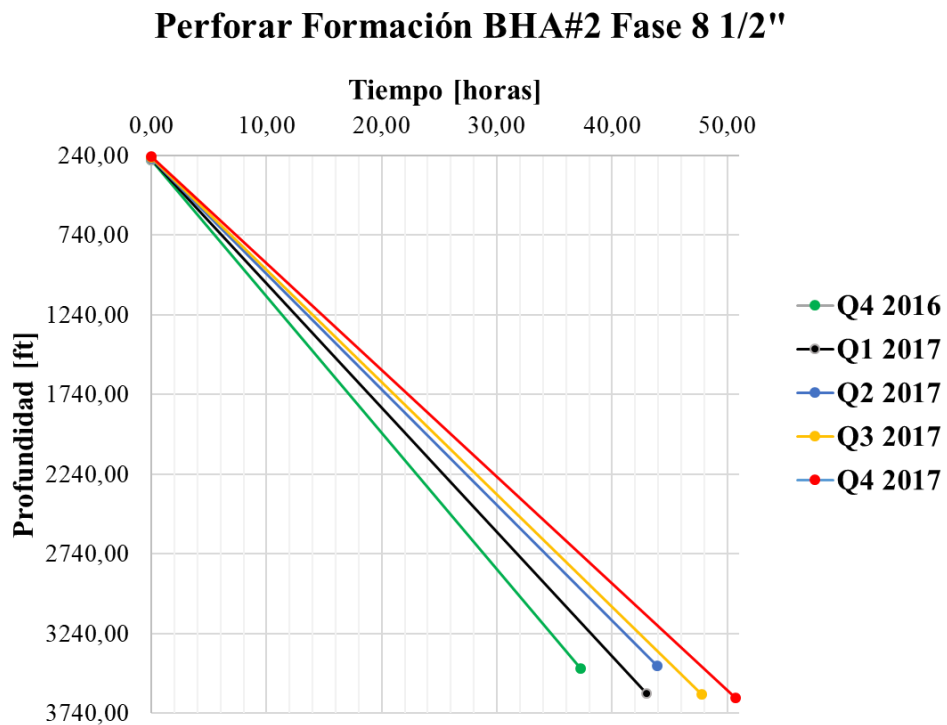


Figura 18. Curva de aprendizaje Perforar de Formación BHA#2 Fase 8 1/2"

En la Figura 18 se observa un notorio incremento en la duración de esta actividad a medida que transcurre la campaña; es decir que, así aumente la profundidad levemente, se está tardando más tiempo en perforar la formación y avanzar respecto a la profundidad. Como se puede apreciar, la pendiente de la curva del Q4 2016 es la más eficiente, luego en las otras curvas la pendiente va aumentando.

Por consiguiente, es clave enfocar el análisis en esta fase y en esta operación, particularmente, ya que, en definitiva, es la operación más crítica en la campaña, pues tiene un 42% asociado a dicha operación y existe la posibilidad de mejora; esto se realiza mediante el análisis e interpretación de la query time con el fin de encontrar mejoras desde el punto de vista operacional que al momento de reproducirlas en otras campañas de perforación permitan lograr un mejor desempeño.

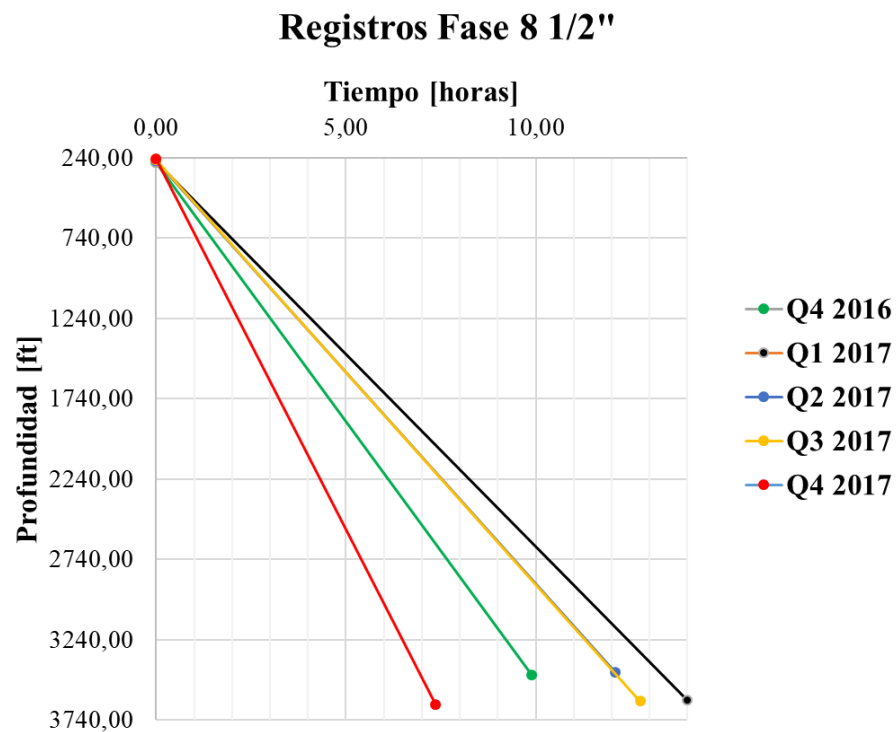


Figura 19. Curva de aprendizaje Registros Fase 8 1/2"

En segunda instancia, la operación que corresponde mayor tiempo de la fase intermedia es la toma de registros con un once por ciento. Del Q4 2016 al Q4 2017 se evidenció una mejora representativa, pues la pendiente aumentó. Al comparar la pendiente inicial con las de los otros trimestres, se aprecia que no hubo mejoras en el desempeño de la operación como tal, pero finalmente en el último trimestre reportado sí hubo una mejora, la cual sirve como aporte para la interpretación de los resultados.

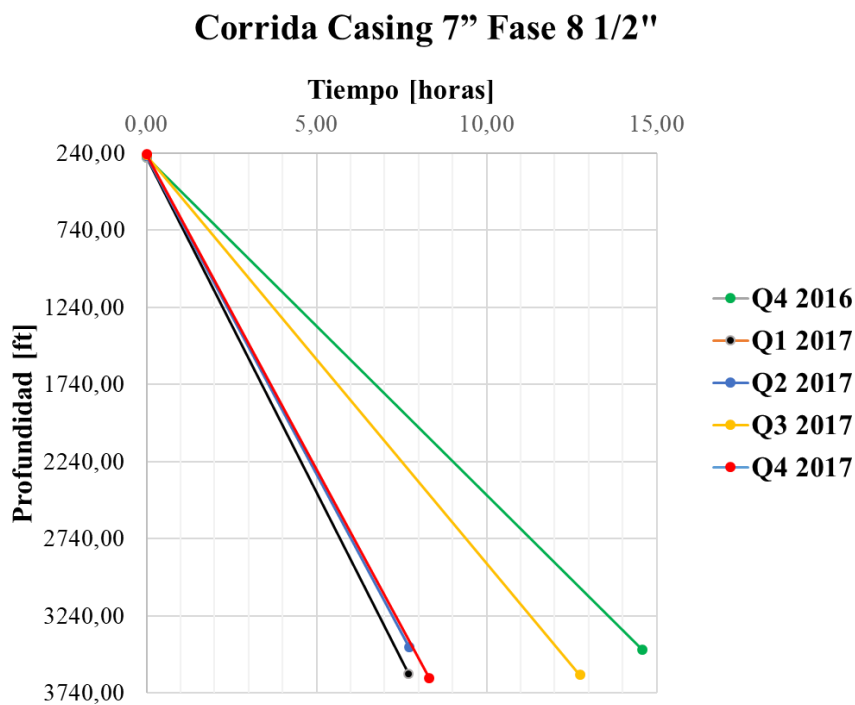


Figura 20. Curva de aprendizaje Corrida Casing 7" Fase 8 1/2"

La otra operación que se menciona entre las operaciones de esta fase con mayor porcentaje es la Corrida de Casing 7". De acuerdo con lo mostrado en la Figura 20, se presentó una evidente mejora desde el trimestre Q4 2016 hasta el último trimestre reportado en este análisis, cuya

pendiente es muy similar a la de Q1 2017 y Q2 2017, siendo este último mencionado, el trimestre con mejor desempeño para dicha operación.

5.2.2 Operaciones fase 6 1/8". En la fase final de la perforación del pozo se obtuvo un avance en la profundidad promedio de 865 ft. En esta fase de terminación del pozo las operaciones dependen del avance a profundidad. La operación que más compromete tiempo para su realización es armar, bajar y sentar liner de 4 1/2" con un promedio de aproximadamente 21 horas, lo cual se debe a la complejidad de la operación y a la geología presente en el subsuelo. En comparación con las operaciones de otras fases, el proceso que involucra el asentamiento del liner no es tan crítico como la perforación de la fase intermedia; es por esta razón que la propuesta se enfocará más a la perforación como tal. A continuación, se aprecia la distribución de los tiempos de cada operación global en la fase final.

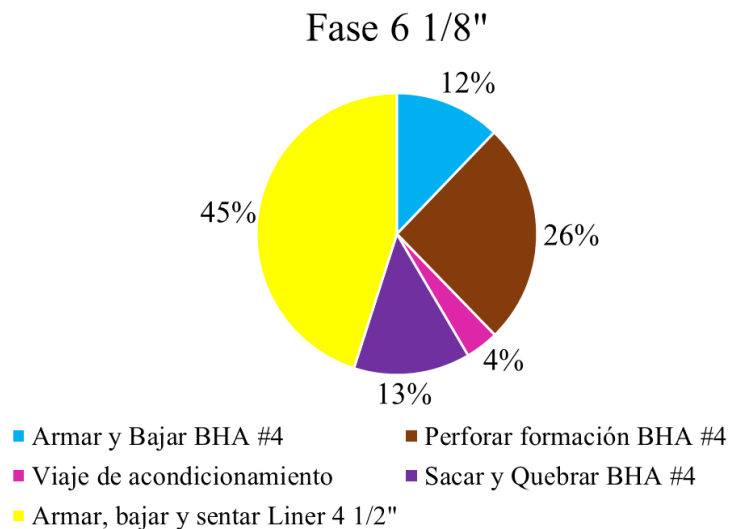


Figura 21. Distribución de operaciones fase 6 1/8"

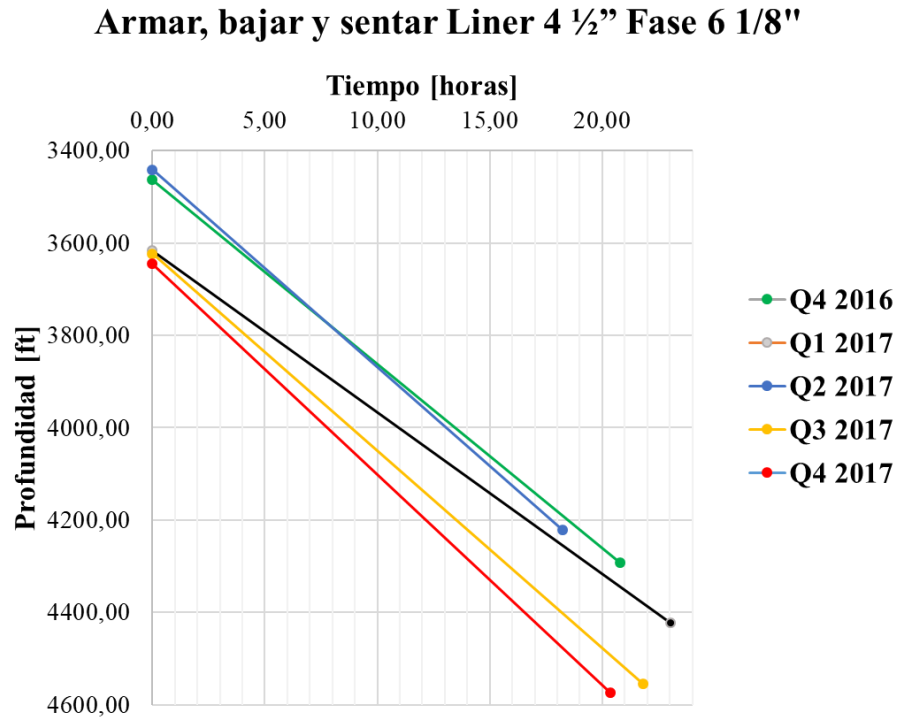


Figura 22. Curva de aprendizaje Armar, bajar y sentar Liner 4 ½" Fase 6 1/8"

Según la distribución de las operaciones reportadas en la Figura 21, la operación de Armar, bajar y sentar Liner de 4 ½" es la que mayor tiempo compromete. En la Figura 22 se observan las curvas de aprendizaje para cada trimestre disponible de la campaña de perforación en el cual se evidencian cambios notorios de un trimestre a otro.

Se puede afirmar que la campaña del Q4 2017 fue más eficiente, pues alcanzó una mayor profundidad en un menor tiempo respecto al desempeño de los trimestres anteriores (Q3 2017, Q1 2017 y Q4 2016). Al compararse con el Q2 2017, se observa únicamente un desplazamiento, pues el cambio más evidente es el de la profundidad, ya que estos últimos pozos fueron más profundos.

En segundo lugar se encuentra la Perforación de Formación con BHA #4 como la operación que más comprometió tiempo, con un 26%, la tendencia de las curvas de aprendizaje de la Figura 23 es muy similar a las de la operación de Armar, bajar y sentar el liner. Esto es coherente pues el

avance en profundidad debe ser conforme a cómo venía desarrollando el pozo. Así como se mencionó anteriormente, la curva de aprendizaje del semestre Q4 2017 representa una curva más eficiente de las que se muestran en la figura en cuestión.

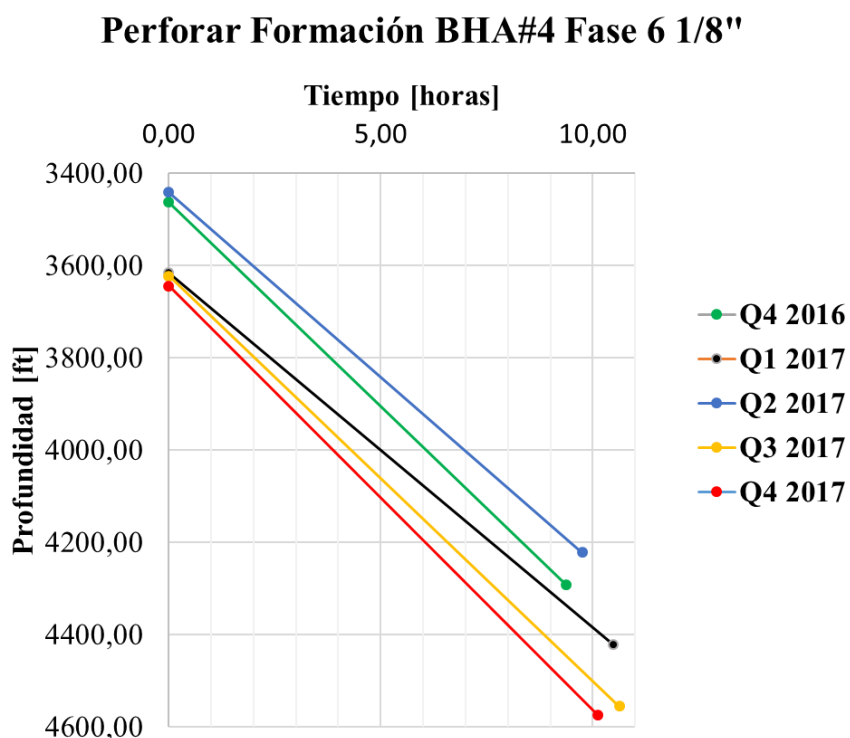


Figura 23. Curva de aprendizaje Perforar Formación BHA#4 Fase 6 1/8"

Si se comparan las pendientes de las curvas presentes, se observa que la curva del Q1 2017 fue la que más tardó tiempo en avanzar en profundidad. Este hecho se debe evitar, es por esto que más adelante se establecerán los parámetros que hay que tener en cuenta al momento de perforar para buscar obtener un mejor desempeño en las campañas de perforación.

La tendencia de las curvas se mantiene respecto a las anteriores (Figura 22 y Figura 20), con un mejor desempeño para el trimestre Q4 2017.

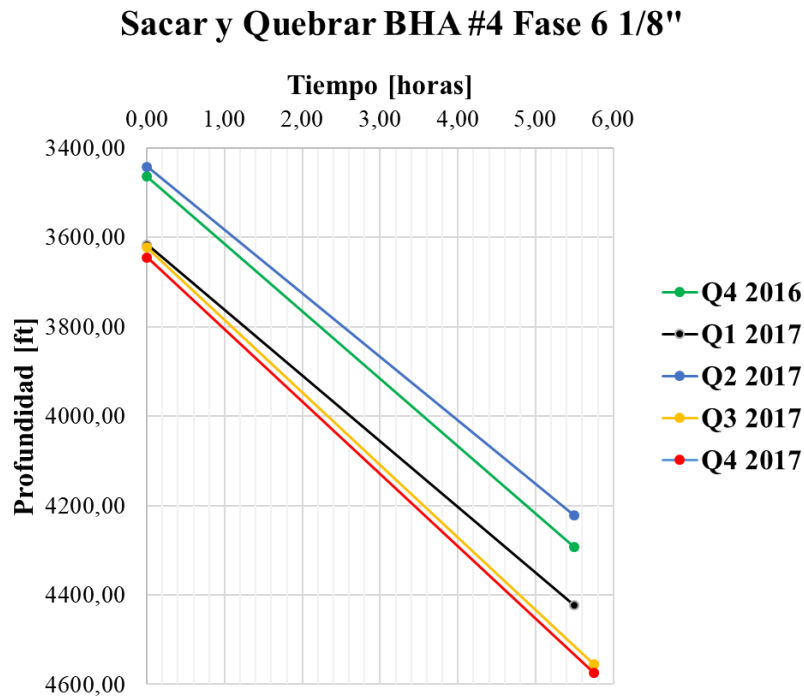


Figura 24. Sacar y Quebrar BHA#4 Fase 6 1/8"

Por último, la operación de Sacar y Quebrar BHA #4 de la Fase de 6 1/8" corresponde al 13%, en esta fase se tienen pendientes muy similares, la diferencia es la profundidad a la que inicia cada trimestre en promedio. La pendiente que más sobresale es la del trimestre Q3 2017 y Q4 2017 que están casi una sobre la otra y están más inclinadas, por consiguiente, es la más eficiente.

Este análisis permite conocer cuáles fueron los trimestres más eficientes en cuanto a la ROP y avance de la profundidad. Con base en el reporte, es posible identificar cuáles son las prácticas más recomendadas para seguir replicando, esto se contemplará más adelante en la propuesta para la reducción de NPTs e ILTs.

5.3 Tiempos no productivos (NPT).

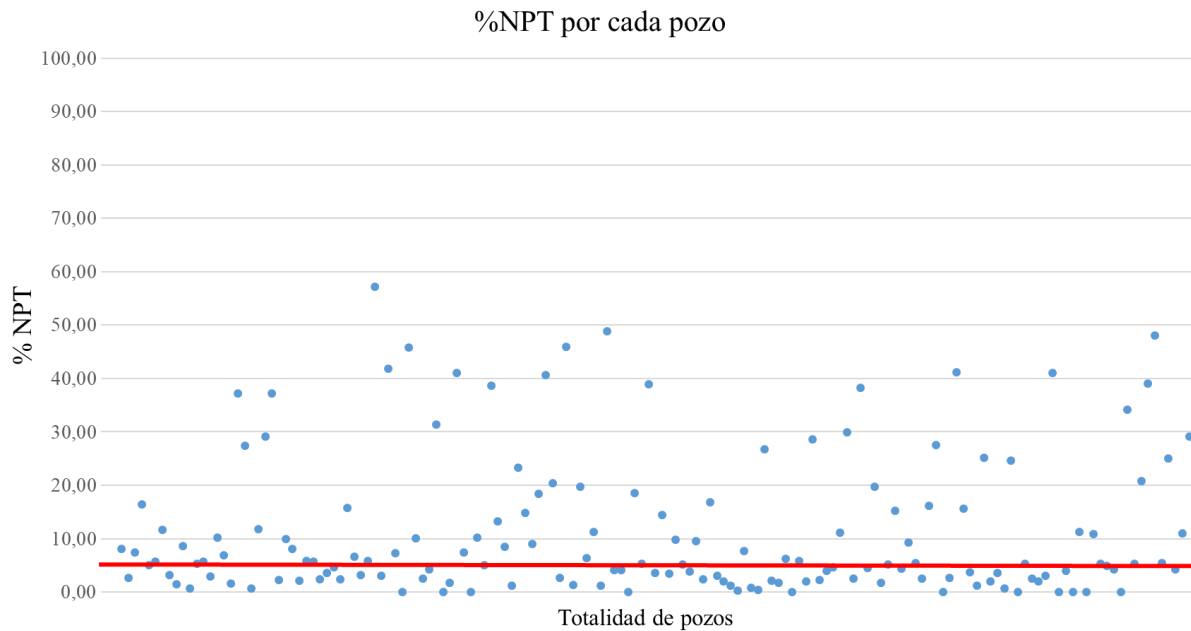


Figura 25. Representación del %NPT para todos los pozos

En la Figura 25, se muestra el porcentaje de tiempo no productivo por pozo, con respecto al tiempo total; los puntos representan los 158 pozos dispuestos para el análisis. Se aprecia una tendencia central que corresponde a la mediana de los datos, la cual tiene un valor aproximado del 6%, y está marcada por la línea roja en la figura. Se optó por utilizar la mediana como una medida representativa de la tendencia central de los datos ya que se observó que había valores de %NPT muy separados unos de otros y no se observaba en la gráfica una distribución uniforme de los datos. Este valor obtenido de %NPT representa mejor el comportamiento de la campaña y logra un valor que marca la tendencia de todos los pozos.

5.3.1 Tiempos no productivos por fase. Inicialmente los tiempos no productivos (NPT) se identificaron en cada una de las fases. De esta manera es posible observar en dónde ocurren los eventos de perforación con mayor frecuencia.

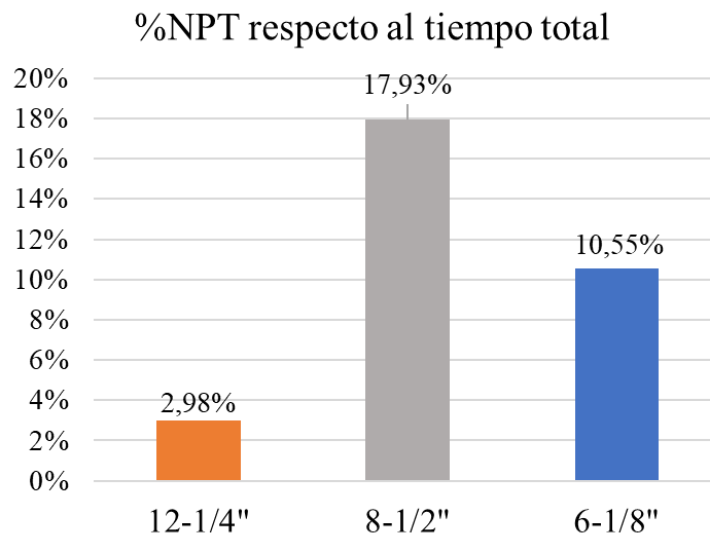


Figura 26. %NPT por fase respecto al tiempo total por fase

Como se puede apreciar en la Figura 26, la fase intermedia es la que representa un mayor porcentaje de tiempo no productivo respecto al tiempo total por fase en los pozos analizados. Así mismo, en la siguiente tabla se muestran los valores exactos de la duración total de cada una de las fases, evidenciando una vez más el alto porcentaje tanto de PT como NPT de la fase de 8 1/2" en comparación con las otras dos fases. Luego, es crucial enfocar el estudio de los tiempos en esta fase para obtener resultados más evidenciables y contundentes. La subsecuente tabla muestra los resultados obtenidos para todas las fases, donde se especifican los valores de tiempo total y tiempo perdido, con su respectivo porcentaje.

Tabla 11.

NPT por cada fase

Fase	Tiempo Total	NPT Total	%NPT
	[hora]	[hora]	
12-1/4"	1920	57,25	2,98%
8-1/2"	16537	2965,25	17,93%
6-1/8"	7333,5	773,75	10,55%
Total	25790,5	3796,25	14,72%

Algo importante para mencionar es que el %NPT total teniendo en cuenta el tiempo no productivo de cada pozo fue de 14,72%, cuyo valor dobla al obtenido según la tendencia central establecida anteriormente con la estimación de la mediana, que fue de 6%. A diferencia de la mediana que sólo establece el comportamiento de la tendencia central, este valor final de %NPT permite establecer un objetivo para la reducción de tiempos no productivos, determinando la cantidad de tiempo perdido total durante la ejecución de operaciones.

Al análisis de tiempos no productivos por fase se incluyó qué tanto %NPT representaba cada fase con respecto al NPT total hallado para la campaña. Según la Figura 26, se puede evidenciar que la fase inicial de 12 ¼" representa un porcentaje muy pequeño y casi despreciable, con un 2%, mientras que la fase 8 ½" abarca la mayoría del NPT registrado en todos los pozos con un 78% y finalmente la fase 6 1/8" tiene un valor considerable con un 20%. Con base en esa figura se determina que la fase predominante en cuanto a la cantidad de NPT que se presentó es la de 8 ½", porque allí se muestra la mayor cantidad de eventos y problemas durante la perforación, lo que reitera la necesidad de reducir tiempos en dicha fase en aras de mejorar el desempeño de la campaña.

%NPT respecto al NPT total

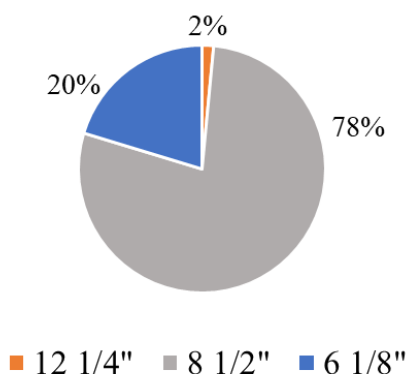


Figura 27. %NPT respecto al tiempo total

Una vez identificados los valores totales de NPT para la campaña y sus fases, es necesario clasificar los eventos que ocurrieron y qué tanto tiempo abarcaron durante la perforación. Para ello se muestra la siguiente tabla que presenta los eventos ocurridos en cada fase y cuánto tiempo sumaron en total. En la tabla también se incluyen los pozos en los cuales se presentaron problemas, con el objetivo de observar cuáles son los eventos más recurrentes por sección y cuánto tiempo no productivo aportaron.

Tabla 12.

Clasificación NPT

Fase	Tipo de NPT por Fase	Tiempo [hora]	Pozos donde sucedieron (158 en total)
12 1/4"	Tormenta Eléctrica	22,25	14
	T. adicional RU BOP	9	3
	Colapso junta de Casing	1	1
	Falla válvula Zapato	7,5	3
	T. adicional limpieza contrapozo	17	131
	Falla Top Drive	1	1

Fase	Tipo de NPT por Fase	Tiempo [hora]	Pozos donde sucedieron (158 en total)
8 1/2"	Espera Compañía de Cementación	2,75	2
	Falla Llave TM del Taladro	1	1
	Tormenta Eléctrica	264,5	85
	Falla BHA Direccional	229,25	36
	Falla Bombas de Lodo	5,75	3
	Taponamiento Flowline	42,25	33
	Pérdida de Lodo	22,25	10
	Hueco apretado	271,25	16
	Esperando decisiones	23,25	10
	Sidetrack	980,70	17
	Falla generadores taladro	12,5	3
	T. adicional WOC	11,5	2
	Restricción Corrida de Registros	261	12
	Taponamiento Master Bushing	3,75	3
	Restricción Corrida de Casing	163,5	11
	Espera Equipos Cementación	9	3
	T. adicional Rig Up BOP	3	2
	Falla Registros	47	9
	Falla Llave TM del Taladro	2,5	2
	T. adicional toma de Registros	52,25	2
	Casing no centralizado	8,5	1
	Squeeze	93	1
	T. adicional bajar registros	5,5	1
	Influjos	12,75	5
	Connato de incendio	10	1
	Falla Saver Sub	0,5	1
	Enjambre de abejas	0,5	1
	Falla comunicación Taladro	2,25	2

Fase	Tipo de NPT por Fase	Tiempo [hora]	Pozos donde sucedieron (158 en total)
6 1/8"	Falla Malacate	1	1
	Falla Shakers	0,5	1
	Tormenta Eléctrica	150	65
	RU BOP	0	0
	Espera de Ordenes	12,5	4
	Falla BHA Direccional	119,75	14
	Espera Compañía Colgador	33,25	6
	Registros adicionales por Cementación	57,5	8
	Falla Llave TM del Taladro	5	3
	Restricción Corrida de Liner	52,25	7
	Sidetrack	176,75	6
	Punto apretado	29,5	4
	Fishing	70	1
	Abandono de pozo	7,5	1

Al ser la primera fase de 12 ¼" la de menor avance en profundidad, presentó menos problemas durante la perforación. El evento que más ocurrió fue el cese de actividades por tormenta eléctrica, el cual es un evento externo y ajeno a las prácticas del personal en el pozo, por lo que es incontrolable y se da con bastante frecuencia en la región donde se perforaron los pozos. Un evento que también tuvo relevancia fue el tiempo adicional que tardaba la cuadrilla en limpiar el contrapozo, ya que quedaba abundante cantidad de arcilla durante la perforación, debido a que la formación presente en esta sección superficial presentaba litología de 80% arena y 20% arcillolita. Otro evento que ocurrió en esta sección fue el tiempo adicional de la instalación de BOP. Una de las cosas que sucedió en los 3 pozos fue que una vez instalada la BOP, se observó que se encontraba debajo de lo indicado, por lo que la cuadrilla tuvo que ajustar el hanging plate para acomodarla en

la posición correcta, y la otra fue un tiempo adicional asociado a la instalación de accesorios de la BOP. Según lo explicado en el segundo capítulo acerca de la división de fases, este NPT se asocia a la fase superficial de 12 ¼”.

Si bien, esta operación se realiza paralela al WOC de la cementación del casing de 9 5/8”,

La fase intermedia de 8 ½” es la que toma más tiempo en su ejecución y también la que presenta la mayor cantidad de problemas. Los eventos que más aportaron a la cantidad total de NPT de la fase fueron los siguientes:

- Tormenta eléctrica: De nuevo los factores climáticos afectan la operación, siendo la amenaza de tormenta eléctrica uno de los eventos que más registran NPT.
- Falla BHA: Otro evento que tuvo bastante recurrencia fue la falla en el BHA direccional #2, el cual en algunos casos presentaba pérdida de señal en fondo, por lo que la empresa de servicios iniciaba el protocolo para recuperar la señal, pero si éste resultaba fallido en el peor de los casos se tenía que sacar el BHA hasta la superficie, hacer ajustes y calibraciones o incluso cambiar la herramienta direccional para volver a bajarla e ir probando con parámetros de presión y caudal hasta la MD en la que estaba inicialmente antes de la falla.
- Taponamiento flowline: Éste también fue un evento recurrente en muchos pozos, se presentó por la acumulación excesiva de arcilla que provenía de las formaciones de esta sección. En este caso se destapa, se limpia realizando jeteo para retirar el material arcilloso y se vuelve a montar. Otra forma de remediar este problema es utilizar una píldora con material dispersante que no permite la acumulación de material.
- Hueco apretado: Los puntos apretados son uno de los eventos más críticos y se reflejaron en la cantidad de NPT que generaron. En este evento la sarta no avanza durante al perforación, por lo tanto, la cuadrilla del taladro procede a trabajar la sarta utilizando el

martillo para liberar la tubería, o aplicando una torsión máxima para el diseño de la sarta, también en algunos casos aplican un overpull teniendo cuidado de no desconectar algún componente del BHA que vaya a generar un pescado en el fondo y así empeore el evento y la cuadrilla tenga que realizar la operación de pesca, tomando incluso más tiempo para resolver el problema.

- Restricción corrida de Casing 7": Una vez se empezaba a correr el casing hasta la profundidad diseñada, se encontró que hubo restricciones al bajarlo. En ese caso la cuadrilla intentaba trabajar la tubería mecánicamente hacia arriba y abajo, rotar con llave hidráulica para posicionar el casing de manera que pudiera pasar la restricción (ya que se contaba con un zapato de nariz excéntrica de aluminio), o incluso aplicar peso para pasar la restricción. También, conectaban una cabeza de circulación y continuaban trabajando la sarta, y en algunos casos bombeaban píldoras lubricantes de baja reología para pasar la restricción. Cuando todos estos intentos no tenían éxito se llegaba los casos críticos en los que fue necesario sacar todas las juntas de casing de 7" y bajar un BHA de acondicionamiento, que permitiera rimar la parte del hueco donde se encontraba la restricción, para después sacarlo y correr nuevamente el casing de 7" hasta la profundidad donde estaba inicialmente. De los 11 pozos en donde se presentó este tipo de NPT, en 9 se tuvo que realizar esta última operación descrita, lo cual permite establecer este evento como uno de los más importantes para revisar y evitar en campañas futuras. Observando la query time de estos pozos se encontró que en 5 de ellos la restricción ocurrió en la sección de openhole cercana al zapato de 9 5/8", es decir donde inicia el KOP de la sección direccional, en profundidades que se encontraban en un rango desde los 243 a los 610 ft. En estos casos la sacada de casing de 7" hasta superficie no representó tanto tiempo de trabajo en el taladro, mientras que en los

otros 4 casos la restricción del casing ocurrió a profundidades cercanas al TD de la sección de 8 ½”, de 2221 a 3330 ft, lo que toma mucho más tiempo perdido al sacar dicho casing hasta superficie, generando un NPT mayor con repercusiones desfavorables para la construcción de dicha sección del pozo.

- **Restricción registros:** A pesar de que los registros se realizaban en hueco revestido, en algunas ocasiones, a medida que se corrían los registros se encontraba restricción, por lo que se procedía a trabajar la sonda con tractor activado, variando su capacidad de apertura para intentar pasar la restricción, también se variaba la velocidad del tractor pero si definitivamente no se podía continuar con la corrida, se sacaba la sonda a la superficie, se armaba y bajaba BHA de limpieza interna de casing, para luego sacarlo y bajar de nuevo la sonda hasta la profundidad en la que se encontraba anteriormente.
- **Falla registros:** En algunos casos la sonda de registros presentó fallas en su funcionamiento, por lo que la compañía de servicios intentaba reiniciar los equipos en la superficie para recuperar comunicación y observar parámetros en fondo. Sin embargo, en algunas ocasiones tuvieron que sacar la sonda a superficie para revisar los componentes y hacer las pruebas pertinentes de funcionamiento, para luego bajarla a la profundidad a la que estaba inicialmente.
- **Sidetrack:** este evento se presentó en 16 pozos, siendo el que más representó tiempo perdido para esta sección, porque es el evento más crítico de todos. Ocurre cuando se está perforando y la sarta llega a un punto con restricción y no es posible superarlo, o cuando al correr el casing, llega a un punto en el que no puede continuar bajando. También se presentaron pozos en los cuales se evidenciaron pérdida de inclinación y trayectoria en el hueco original según surveys tomados durante la perforación. En ese caso la compañía de servicios

realizaba una proyección direccional con nuevo survey para alcanzar el TD de la sección y evidenciaban altos dog leg en el drilling plan, con alto riesgo de generar daño en las herramientas direccionales, por lo que se decidía realizar el sidetrack. Otro caso que se presentó fue que durante la perforación se encontraron topes de arenas a diferentes profundidades entre lo planeado y lo que se reportaba en ese momento, se observaron los valores de resistividad de esta arena y se encontraron muy bajos, por lo cual el equipo de yacimientos decidió realizar sidetrack y aterrizar el pozo en una arena con un valor de resistividad mayor. Lo que realizaron en los sidetrack fue sacar el BHA con el que se estaba perforando, para luego bajar una sarta con punta abierta para proceder al bombeo de un tapón de cemento. Una vez esperado el fragüe del tapón de cemento de arma, baja un BHA para realizar el drillout del cemento. Finalmente, se termina de perforar el tapón y se inicia de nuevo la perforación de la sección que se estaba perforando al inicio. Estas operaciones necesarias para realizar el sidetrack permiten entender la cantidad de tiempo perdido en esta fase.

En la fase final de 6 1/8" hubo problemas similares a lo presentados en la fase intermedia, siendo las tormentas eléctricas, fallas en el BHA direccional y sidetracks los que más aportaron al tiempo no productivo de esta fase. Dichos problemas ya se explicaron anteriormente y sus causas fueron similares, por lo tanto, no se ahondará en ellos.

5.2.2 Tiempos no productivos por operación. Una vez hallados los NPT por fase y clasificados en cada uno de los tipos de eventos presentados, se hace necesario identificar qué tanta cantidad de tiempo no productivo se llevó a cabo en cada una de las operaciones presentes. Esta medida permite saber qué tantos problemas ocurrieron; y también es una medida de desempeño

que ayuda a conocer cuáles operaciones requieren una mejora para la reducción del tiempo total de construcción de un pozo.

La fase inicial de 12 ¼” presentó pocos eventos como se mostró anteriormente, lo cual se refleja en el bajo NPT asociado a cada operación. Según la Figura 28, la operación de Rig service, instalación y prueba de BOP fue la que más presentó tiempo no productivo, causado principalmente por la alta cantidad de arcilla presente en el contrapozo, lo que aumentaba el tiempo de limpiarlo. A pesar de ello, esta fase sólo aporta el 2% de NPT, y en el análisis previo también se encontró que la mayor causa de NPT en esta fase, era la amenaza de tormenta eléctrica, estos problemas asociados a las operaciones no representan una importancia considerable.

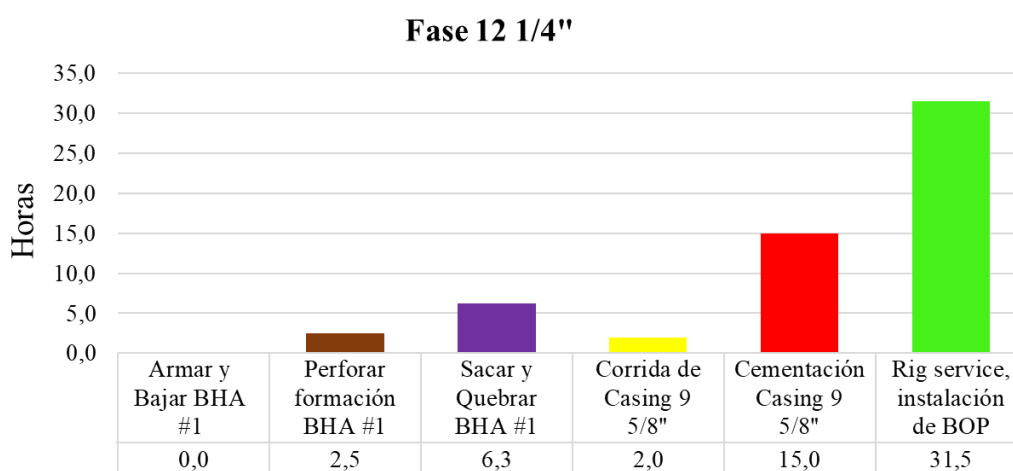


Figura 28. NPT por operaciones Fase 12 ¼”

La fase intermedia de 8 ½” es la que más presenta NPT según los análisis previamente realizados. Sin embargo, según la Figura 29 se encontró que la mayoría de estos eventos ocurrieron durante la operación de perforar formación con BHA #2. Esta es la operación más crítica de toda la fase y también de toda la construcción del pozo, ya que en ella pueden suceder eventos como puntos apretados, fallas de BHA y sidetrack. Otras operaciones que tuvieron un valor de NPT

considerable fueron la corrida de casing de 7" y los registros en hueco revestido, en las cuales usualmente ocurren eventos de restricción tanto de casing como de la sonda de registros.

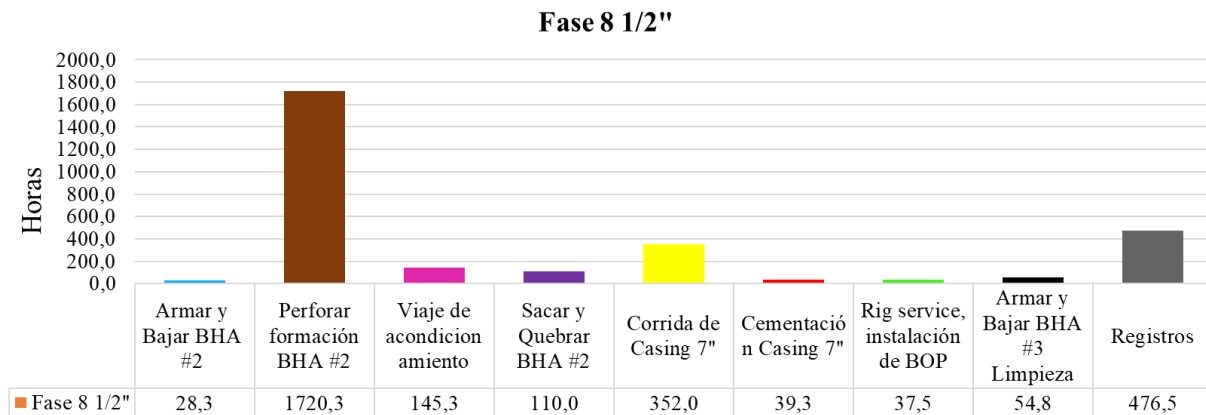


Figura 29. NPT por operaciones Fase 8 1/2"

Para la última fase de 6 1/8" las operaciones más críticas que aportaron al NPT en mayor medida fueron la perforación de formación con BHA #4 y la corrida y asentamiento de Liner ranurado de 4 1/2" teniendo en cuenta la Figura 30. Según el análisis previo por tipo de NPT, en dichas operaciones lo que más se presentó fueron las fallas en el BHA direccional y los sidetrack. Hay que tener especial cuidado mientras se perfora la sección y asegurar un viaje de acondicionamiento adecuado que no permita tener problemas posteriores con el asentamiento del liner. Otro de los eventos de mayor impacto en esta sección fue las tormentas eléctricas; se pudo haber tenido mejor desempeño de no ser por las causas naturales.

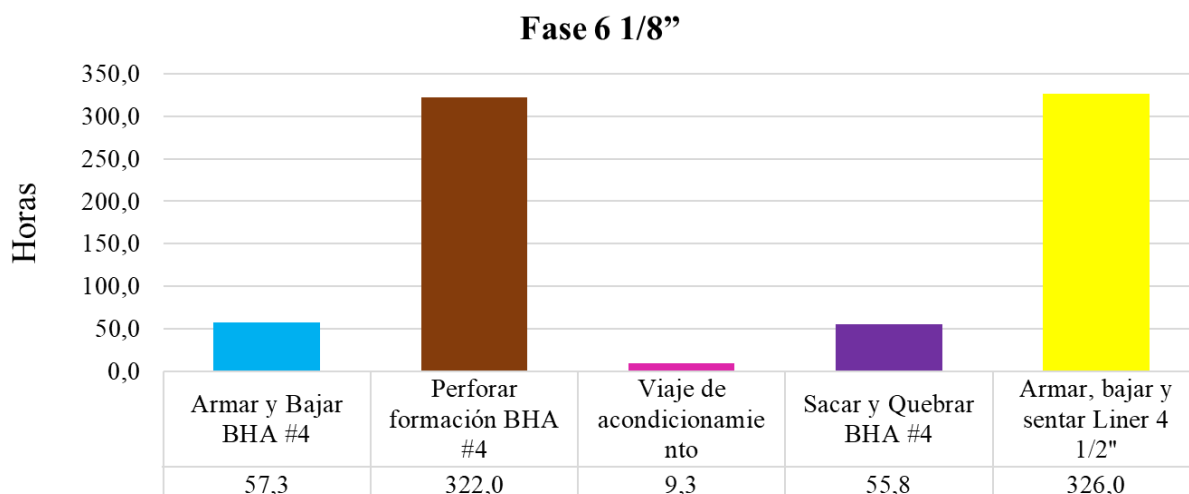


Figura 30. %NPT por operaciones Fase 6 1/8"

5.3 Tiempos perdidos invisibles (ILT).

Tabla 13.

Tiempos totales invisibles por operación

Fase	Actividad	T Total [hora]	NPT [hora]	Best Observed		Average Well		P50		P10	
				ILT [hora]	%ILT	ILT [hora]	%ILT	ILT [hora]	%ILT	ILT [hora]	%ILT
12 1/4"	Armar y Bajar BHA #1	76,75	0,0	44,7	58,2%	34,2	44,5%	38,5	50,2%	40,3	52,4%
	Perforar formación BHA #1	291,5	2,5	205,7	70,6%	67,4	23,1%	56,1	19,3%	56,1	19,3%
	Sacar y Quebrar BHA #1	84	6,3	42,1	50,1%	26,4	31,4%	17,8	21,2%	40,1	47,7%
	Corrida de Casing 9 5/8"	244	2,0	170,2	69,7%	41,6	17,1%	32,8	13,4%	81,9	33,6%
	Cementación Casing 9 5/8"	309	15,0	148,8	48,2%	41,7	13,5%	42,7	13,8%	104,8	33,9%
	Rig service, instalación de BOP	914,75	31,5	488,3	53,4%	97,2	10,6%	103,3	11,3%	21,6	2,4%
8 1/2"	Armar y Bajar BHA #2	522,25	28,3	408,3	78,2%	76,7	14,7%	66,8	12,8%	148,0	28,3%
	Perforar formación BHA #2	6892,75	1720,3	1605,7	23,3%	503,3	7,3%	548,4	8,0%	1058,2	15,4%
	Viaje de acondicionamiento	1052,25	145,3	688,2	65,4%	163,3	15,5%	156,1	14,8%	340,8	32,4%
	Sacar y Quebrar BHA #2	1224,75	110,00	1037,6	84,7%	232,6	19,0%	189,0	15,4%	350,8	28,6%
	Corrida de Casing 7"	1521,75	352,00	560,9	36,9%	112,2	7,4%	116,2	7,6%	272,3	17,9%
	Cementación Casing 7"	640,00	39,25	306,4	47,9%	145,6	22,7%	151,0	23,6%	235,0	36,7%
		Rig service, instalación de BOP	1437,50	37,50	1321,0	91,9%	158,9	11,1%	186,5	13,0%	16,8

Fase	Actividad	T Total [hora]	NPT [hora]	Best Observed		Average Well		P50		P10	
				ILT [hora]	%ILT	ILT [hora]	%ILT	ILT [hora]	%ILT	ILT [hora]	%ILT
	Armar y Bajar BHA #3 Limpieza	1495,25	54,75	1123,7	75,2%	143,5	9,6%	119,2	8,0%	301,4	20,2%
	Registros	1817,75	476,50	726,2	40,0%	217,5	12,0%	232,6	12,8%	378,3	20,8%
	Armar y Bajar BHA #4	890,50	57,25	357,5	40,1%	71,2	8,0%	68,2	7,7%	175,2	19,7%
	Perforar formación BHA #4	1861,50	322,00	996,7	53,5%	218,7	11,7%	166,5	8,9%	508,9	27,3%
6 1/8"	Viaje de acondicionamiento	279,00	9,25	186,3	66,8%	51,1	18,3%	44,5	15,9%	113,5	40,7%
	Sacar y Quebrar BHA #4	979,75	55,75	693,8	70,8%	117,9	12,0%	109,3	11,2%	227,3	23,2%
	Armar, bajar y sentar Liner 4 1/2"	3287,25	326,00	1375,9	41,9%	282,1	8,6%	288,2	8,8%	684,3	20,8%

Al momento de aplicar cada una de las metodologías para el cálculo de tiempos invisibles perdidos, se obtuvo como resultado el compilado de la tabla 7. La tabla muestra el número de horas invisibles y el porcentaje que corresponde al tiempo invisible perdido del tiempo total.

Los resultados pueden leerse según el porcentaje y según la duración total de horas invisibles perdidas; al observar los porcentajes se tiene que, en la fase inicial, la actividad que más aporta al porcentaje de tiempo invisible perdido es armar y bajar BHA #1; para la fase intermedia, la cementación del casing corresponde al mayor porcentaje del tiempo invisible perdido; y en la fase final, el viaje de acondicionamiento se evidencia con el mayor porcentaje. No basta con presentar estos porcentajes; si el objetivo es reducir tiempos, el análisis se debe centrar en la duración de los tiempos invisibles calculados con el fin de identificar las operaciones más críticas y determinar en qué debe enfocarse la propuesta.

En la primera fase, se aprecian diferentes operaciones en algunas metodologías, como es el caso de P50 y P10; la operación global que más comprometió tiempo invisible fue “Rig service e instalación de BOP” y “Cementación del casing de 9 5/8 in”, respectivamente. Para las otras metodologías (Best observed y AWD) la operación que más presentó tiempo invisible fue “Perforar formación BHA #1”. El análisis de las distintas metodologías difiere del tiempo que se

toma como referencia, es por esta razón que los porcentajes y la duración presentada en mayor proporción son diferentes y corresponden a distintas operaciones según sea la metodología implementada.

En la fase intermedia, todas las metodologías mostraron un mayor número de horas perdidas invisibles en la misma operación global: “Perforar formación BHA #2”. Estos tiempos son considerablemente mayores respecto a los otros tiempos invisibles de las distintas operaciones; e incluso son los tiempos que corresponden de manera general al mayor número de horas respecto a las tres fases. Por consiguiente, es la operación más crítica de todas y es la que se debe considerar para buscar una mayor eficiencia en su desempeño. En el próximo capítulo, se mostrará la propuesta de acuerdo con los parámetros de perforación de esta fase.

Finalmente, en la última fase, la operación global que presentó más tiempos invisibles perdidos fue indiscutiblemente “Armar, bajar y sentar liner de 4 1/2 in”; igual que en la perforación de la formación de la fase anterior, ésta es la que mayores complicaciones puede llegar a presentar, generando así un mayor número de horas perdidas invisibles al momento del cálculo de acuerdo a las metodologías presentes. Cabe resaltar que, según el cálculo de los tiempos invisibles perdidos por las diferentes metodologías mostradas, las cuatro coincidieron en esta operación como la que presenta mayor número de horas.

En la mayoría de los casos, el tiempo invisible proviene indirectamente del tiempo no productivo en el transcurso del avance del pozo. Es así como lo muestra la interpretación de la query time, pues si se tiene un pozo problemático, es decir con complicaciones operacionales que se salgan del comportamiento definido como común o normal en los pozos de dicha campaña, muy seguramente va a tardar más tiempo de lo esperado. Así sean catalogados los tiempos como

productivos en primera instancia, al momento del cálculo de los tiempos invisibles, estas horas van a ser identificadas y reportadas como tiempo perdido invisible.

5.4 Distribución de tiempo total (NPT, PT e ILT).

Inicialmente se determinó el tiempo no productivo (NPT) para todos los pozos, identificando cada evento y clasificándolo según su tipo. Después se procedió a realizar el cálculo del tiempo perdido invisible (ILT), aplicando cada una de las metodologías con la información disponible de los datos recuperados de las operaciones encontradas en la query time. Una vez integrada esa información de NPT e ILT, es posible representar la distribución de tiempo total en toda la campaña de perforación. En la siguiente figura se observa la distribución de tiempos totales con base en cada metodología de ILT aplicada.

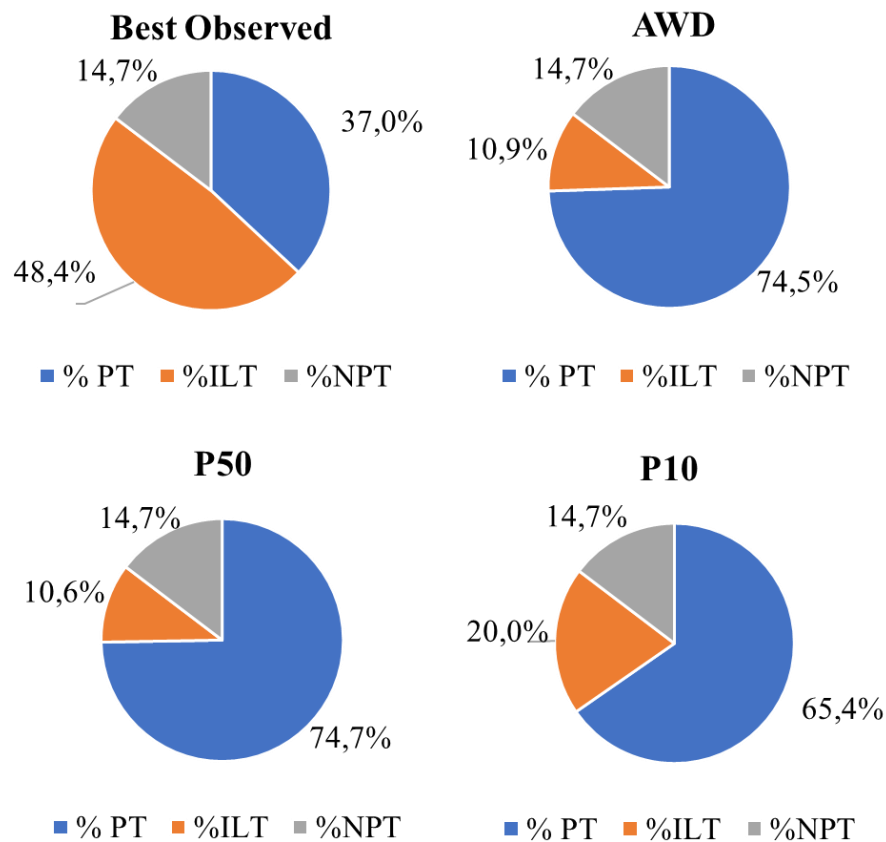


Figura 31. Distribución de tiempo total (NPT, ILT y PT) por metodología para toda la campaña

El tiempo productivo se determina haciendo la diferencia entre el tiempo total y los valores de NPT e ILT encontrados. El porcentaje de NPT es el mismo para cada metodología, sólo varía el valor calculado de ILT, por lo que el tiempo productivo se relaciona directamente con la variación de ILT. En la figura se puede observar que la metodología Best Observed presenta el menor porcentaje de tiempo productivo, con sólo 37% del tiempo total, ya que al basarse en el cálculo de ILT con los mejores tiempos de referencia por operación, toma una brecha muy grande de tiempo invisible, lo cual es difícilmente alcanzable ya que dichos valores de tiempos de referencia están relacionados con operaciones realizadas con muy poca frecuencia en la campaña y no representan un objetivo de mejora coherente.

Por otro lado, la metodología P10 describe mejor el comportamiento de los pozos que el Best Observed, pero su valor de ILT calculado no permite fijar una meta alcanzable en la optimización de tiempos, siendo su valor un 10% mayor que las metodologías P50 y AWD. Finalmente, las metodologías AWD y P50 presentan unos valores de distribución de tiempos similares, y establecen una ventana de oportunidad de mejora en tiempo global más real. Con base en estas dos metodologías se puede realizar un análisis que muestre el comportamiento de la distribución tiempos de la campaña, para luego buscar soluciones que reduzcan ese tiempo de ILT y NPT que no permite perforar con un mejor desempeño.

Una vez analizada la distribución del tiempo total de los pozos, se puede utilizar uno de los valores hallados para calcular el ILT, en este caso el tiempo ideal, para determinar según la metodología cuánto sería el tiempo total que toma perforar un pozo. Este tiempo ideal es un compilado de los tiempos por cada operación de las fases y se puede relacionar con la profundidad promedio de cada una de éstas. Cabe resaltar que el cálculo de cada tiempo representa lo observado en el histórico de los pozos, y puede servir para determinar el tiempo en el que se debe perforar los pozos a futuro. En la siguiente tabla se muestran los tiempos ideales para un pozo con base en cada metodología.

Tabla 14.

Tiempo ideal histórico del pozo según las metodologías

Fase	Operación	Best observed [hora]	AWD [hora]	P50 [hora]	P10 [hora]	Profundidad [ft]
12 1/4"	Armar y Bajar BHA #1	0,15	0,31	0,26	0,25	258,23
	Perforar formación BHA #1	0,41	1,56	1,73	1,12	
	Sacar y Quebrar BHA #1	0,17	0,38	0,49	0,26	

Fase	Operación	Best observed [hora]	AWD [hora]	P50 [hora]	P10 [hora]	Profundidad [ft]	
	Corrida de Casing 9 5/8"	0,35	1,37	1,50	1,11		
	Cementación Casing 9 5/8"	0,71	1,73	1,76	1,29		
	Rig service, instalación de BOP	2,50	5,59	5,50	7,53		
	Subtotal Fase	4,29	10,93	11,24	11,55		
	Armar y Bajar BHA #2	0,42	2,83	3,02	2,38		
	Perforar formación BHA #2	18,85	31,28	30,10	29,50		
	Viaje de acondicionamiento	0,20	5,22	5,50	4,80		
	Sacar y Quebrar BHA #2	0,41	5,87	6,22	5,52		
8 1/2"	Corrida de Casing 7"	3,22	7,23	7,03	6,49	3595,46	
	Cementación Casing 7"	1,56	3,16	3,03	2,63		
	Rig service, instalación de BOP	5,00	8,86	8,50	12,00		
	Armar y Bajar BHA #3 Limpieza	1,68	8,73	8,85	8,32		
	Registros	3,25	7,69	7,33	6,92		
	Subtotal Fase	34,58	80,86	79,57	78,55		
	Armar y Bajar BHA #4	2,53	5,12	5,09	4,77		
	Perforar formación BHA #4	2,59	9,06	9,69	7,48		
6 1/8"	Viaje de acondicionamiento	0,26	1,59	1,64	1,36		4423,53
	Sacar y Quebrar BHA #4	1,10	5,40	5,53	5,05		
	Armar, bajar y sentar Liner 4 1/2"	7,60	18,26	18,33	16,59		
	Subtotal Fase	14,08	39,43	40,28	35,25		
		52,95	131,22	131,09	125,35		
	Total Pozo	2,21	5,47	5,46	5,22		

Observando los tiempos totales de construcción del pozo en la tabla, se muestra que el menor tiempo que corresponde a la metodología Best Observed representa casi la mitad del tiempo de las otras metodologías, lo cual reafirma la idea de que tomar ese tiempo como referencia no permite establecer una meta alcanzable de desempeño. El tiempo de P10 tiene un valor más acorde con los

datos analizados, pero también muestra un valor cercano al mejor desempeño alcanzado en la campaña. Algo importante para resaltar es que los valores totales de tiempo del pozo para P10 y P50 difieren en sólo 0,24 días, lo cual permite determinar que no existe una brecha muy grande para lograr un mejor rendimiento en la perforación de los pozos a futuro.

Por otra parte, AWD y P50 tienen valores muy similares de tiempo total, y representan el objetivo al cual deben llegar las perforaciones en un futuro. No obstante, es necesario seleccionar una única metodología para el cálculo de ILT (de la cual se deriva el tiempo ideal usado para la construcción de la tabla anterior) que sea la más precisa para obtener de ella los resultados que mejor representen el comportamiento de la campaña. A continuación, se explica la metodología seleccionada.

5.5 Selección de la metodología para el cálculo final de tiempo perdido invisible (ILT).

Las metodologías P50 y AWD representan dos medidas de tendencia central, las cuales nos permiten determinar la posición de un valor respecto a un conjunto de datos, que en este caso es la relación (o tiempo) de cada una de las operaciones que se realizan en la construcción de un pozo. Teniendo en cuenta que estas dos metodologías se acercan a un valor más real de ILT, es necesario determinar cuál de las dos se utilizará para calcular el ILT de referencia para el análisis final del tiempo de la campaña de perforación.

El AWD se aplica utilizando lo que se denomina en estadística como promedio aritmético. Martínez (2012), menciona que el promedio aritmético es estable en el muestreo de datos, pero también es sensible a cualquier cambio en los datos de la distribución, lo que significa que valores muy pequeños o grandes hacen que el promedio no represente lo típico del total del grupo de datos

analizados, es decir, que no sea un valor único representativo de la serie. Según la distribución de los valores de las operaciones analizadas en cada fase, se identificó que existen valores que se encuentran por fuera de la tendencia, lo cual hace que el promedio aritmético no sea la metodología más precisa en la determinación del valor de la serie de datos que se requiere analizar.

Por otro lado, la metodología P50 utiliza el concepto estadístico de percentiles. Martínez, (2012), explica que cuando la distribución tiene un número grande de intervalos (como es el caso de los datos analizados), es necesario que dicha distribución de un conjunto de datos sea distribuida en cierto número de partes, 100 para el caso de los percentiles. En ese caso el percentil cincuenta (P50) es aquel valor de la variable que supera al 50% de las observaciones y a la vez es superado por el 50% de estas. Según el autor, el percentil cincuenta presenta el mismo resultado de la mediana, es decir, el valor central de un conjunto de datos. Martínez, (2012), también sugiere que en el caso de que la distribución sea asimétrica, se debe considerar la aplicación de la mediana para obtener una medida de tendencia central más precisa.

En definitiva, teniendo en cuenta que la mayoría de las distribuciones de las operaciones realizadas en cada una de las fases presenta un comportamiento asimétrico, se decide que la metodología que determina un valor más preciso y acorde con los datos para calcular el ILT en cada una de las operaciones es la P50.

Considerando la selección de la metodología P50 como la más adecuada para el cálculo del ILT, se procede a determinar cuál es el tiempo total de construcción de un pozo con base en el histórico de perforación de las campañas anteriores. Es posible determinarlo utilizando el tiempo ideal calculado según la metodología P50, tal y como se explicó en el capítulo anterior. Cabe resaltar que el tiempo ideal no tiene en cuenta los tiempos no productivos presentados, por lo que solamente corresponde al tiempo productivo. A continuación, se muestra la tabla 12, la cual

contiene la duración de las operaciones por cada una de las fases utilizando la metodología P50, y también cuenta con la profundidad promedio para cada sección.

Tabla 15.

Construcción de un pozo usando la metodología P50

Tiempo total construcción del pozo			
Fase	Actividad	P50 [hora]	Profundidad promedio [ft]
12 1/4"	Armar y Bajar BHA #1	0,26	258,23
	Perforar formación BHA #1	1,73	
	Sacar y Quebrar BHA #1	0,49	
	Corrida de Casing 9 5/8"	1,50	
	Cementación Casing 9 5/8"	1,76	
	Rig service, instalación de BOP	5,50	
	Subtotal Fase	11,24	
8 1/2"	Armar y Bajar BHA #2	3,02	3595,46
	Perforar formación BHA #2	30,10	
	Viaje de acondicionamiento	5,50	
	Sacar y Quebrar BHA #2	6,22	
	Corrida de Casing 7"	7,03	
	Cementación Casing 7"	3,03	
	Rig service, instalación de BOP	8,50	
	Armar y Bajar BHA #3 Limpieza	8,85	
	Registros	7,33	
Subtotal Fase	79,57		
6 1/8"	Armar y Bajar BHA #4	5,09	4423,53
	Perforar formación BHA #4	9,69	
	Viaje de acondicionamiento	1,64	
	Sacar y Quebrar BHA #4	5,53	

Tiempo total construcción del pozo			Profundidad
Fase	Actividad	P50 [hora]	promedio [ft]
	Armar, bajar y sentar Liner 4 1/2"	18,33	
	Subtotal Fase	40,28	
	Total Pozo	131,09 horas	
		5,46 días	

Según la tabla el tiempo total para la construcción de un pozo usando P50 sería de 5,46 días para una profundidad promedio de 4423 ft. Este valor representa el tiempo en el cual debería perforarse un pozo en campañas posteriores a las analizadas, y se convierte en un valor de referencia para medir el desempeño de la perforación de nuevos pozos.

6. Propuesta de mejoramiento de tiempos.

Para construir la propuesta de mejoramiento en los tiempos de perforación de la campaña analizada, primero se tuvo que seleccionar las operaciones que se pueden optimizar con base en la información disponible y el análisis histórico de cómo se hicieron. Como ya se explicó anteriormente, el pozo se dividió en diferentes operaciones por fase, pero es necesario descartar la mayoría de éstas para realizar un análisis más detallado de cómo se podrían mejorar en sus tiempos. Para entender la importancia que tuvieron cada una de las fases, se construyó la siguiente tabla con

los datos recopilados anteriormente, que describen el porcentaje y cuántas horas representan el tiempo no productivo (NPT), tiempo perdido invisible (ILT) y tiempo productivo (PT).

Tabla 16.

Distribución de tiempos NPT, ILT y PT

Fase	Tiempo	NPT		ILT total [hora]	%ILT	PT	
	Total [hora]	Total [hora]	%NPT			Total [hora]	% PT
12 1/4"	1920	57,3	3,00%	291,2	15,20%	1571,6	81,90%
8 1/2"	16604,25	2963,75	17,80%	1765,8	10,60%	11874,7	71,50%
6 1/8"	7298	770,25	10,60%	676,6	9,30%	5851,1	80,20%
Total	25822,25	3791,3	14,70%	2733,6	10,60%	19297,4	74,70%

Para ello, primero se descartó la primera fase de 12 1/4", esto debido a que la fase superficial de los pozos es la que menos tiempo representa respecto al tiempo total (7%), y también la fase que presentó menos cantidad de tiempo no productivo (3% NPT), al igual que los tiempos perdidos invisibles (ILT). Debido esto, enfocarse en un análisis que permita reducir los tiempos en esta fase no representaría una mejora significativa en el tiempo de construcción de los pozos, por lo que esta fase no se tendrá en cuenta para el mejoramiento del desempeño. La fase final de 6 1/8" tampoco se tendrá en cuenta en la propuesta. Si bien ésta representa un 28% del tiempo total de todos los pozos, no tuvo tanto valor de tiempo no productivo (10,6% NPT) y de igual manera para los tiempos invisibles, por lo tanto, esa reducción en el tiempo tendría más relevancia que la fase superficial pero no es comparable con la fase intermedia.

La fase intermedia de 8 1/2" es la más importante ya que representa la mayor cantidad de tiempo de todos los pozos. Por lo tanto, una oportunidad de mejora en los tiempos ayudaría al mejoramiento del desempeño de los pozos. Esa oportunidad de mejora fue hallada con el análisis

en conjunto de NPT e ILT encontró que la fase intermedia de 8 ½” tuvo una distribución de tiempo de la siguiente manera: 17,8% NPT; 10,6% ILT (P50) y 71,5% PT. De esta manera, la suma del NPT y el ILT daría un valor de 28,5%, el cual representa en total el tiempo perdido durante la ejecución de las operaciones. Ese tiempo total perdido corresponde al objetivo que se tiene en la optimización de los tiempos y como la fase intermedia representa un 65% del tiempo total de los pozos, una mejora en los tiempos de dicha fase correspondería a un valor significativo de mejora en los tiempos totales de perforaciones futuras.

Para obtener una mejora en los tiempos de la fase 8 ½” es necesario considerar las operaciones que tuvieron mayor relevancia. Tal y como se mostró en la Figura 17, la distribución de operaciones para esa fase arrojó que Perforar Formación con BHA #2 (42%), Registros (11%) y Corrida de Casing 7” (9%) representan el mayor porcentaje de tiempo, por lo que estas operaciones serán las seleccionadas para realizar la propuesta de mejoramiento de tiempos.

La perforación de la fase intermedia con el BHA #2 abarcó en promedio desde 258 ft hasta 3596 ft, zona en la cual atraviesa la mayor cantidad de formaciones. Para esa operación se identificó que también representaba la mayor cantidad de problemas de la fase, los cuales se relacionaban con dicha operación, lo cual es evidenciable en la Tabla 12 mostrada anteriormente. Es el caso de la Falla BHA Direccional, Punto apretado, Sidetrack y Restricción Corrida de Casing 7”. Para la propuesta se tuvo en cuenta las mejores prácticas en esta operación, y se especificaron los parámetros que se tuvieron en ellas.

Tabla 17.

Propuesta con mejores prácticas en Perforar Formación BHA#2 Fase 8 ½”

Mejores Prácticas Perforar Formación BHA#2 Fase 8 1/2"			
Formación 1	80% Arcillolita	20% Arena	
	540-550 GPM		
<p>Repasar dos veces cada parada perforada</p> <p>Cambio de Lodo Spud Mud a Polímero Inhibido Disperso para evitar problemas con Arcillas reactivas</p>			
Formación 2	90% Lutita	10% Arcillolita	
	400-550 GPM		
<p>Repasar dos veces cada parada perforada</p> <p>Circulación mínimo dos fondos arriba</p> <p>Bombeo de píldora viscosa para retirar Cavings</p> <p>Inhibición del lodo de perforación y uso de estabilizadores de lutitas</p>			
Formación 3	80% Lutita	10% Arena	10% Arcillolita
	400-420 GPM		
<p>Repasar dos veces cada parada perforada</p> <p>Circulación mínimo dos fondos arriba</p> <p>Bombeo de píldora viscosa para retirar Cavings</p> <p>Inhibición del lodo de perforación y uso de estabilizadores de lutitas</p>			
Formación 4	70% Lutita	10% Arena	20% Arcillolita
	400-410 GPM		
<p>Repasar dos veces cada parada perforada</p> <p>Circulación mínimo dos fondos arriba</p> <p>Bombeo de píldora viscosa para retirar Cavings</p> <p>Inhibición del lodo de perforación y uso de estabilizadores de lutitas</p>			
Formación 5	80% Lutita	20% Arcillolita	
	500-550 GPM		
<p>Repasar dos veces cada parada perforada</p> <p>Circulación mínimo dos fondos arriba</p> <p>Bombeo de píldora viscosa para retirar Cavings</p>			

Adición de material de puenteo al lodo, CaCo3	
Formación 6	100% Arena
	360-380 GPM
	Repasar dos veces cada parada perforada
	Circulación mínimo dos fondos arriba
	Bombeo de píldora viscosa para retirar Cavings
Adición de material de puenteo al lodo, CaCo3	
<i>*Viaje corto para rimar la sección direccional de la fase</i>	
<i>*Uso de píldora Lubricante para POOH del BHA#2</i>	

Lo mostrado en la Tabla 17 establece parámetros que permiten la construcción de un hueco estable que presenta menos problemas durante la perforación, logrando evitar las Fallas BHA Direccional ya que permite acondicionar dog leg severos que pueden causar que las herramientas queden atascadas y se dañen durante la operación, también ayuda a generar un hueco que no presente puntos apretados y permitan una Corrida de Casing 7” sin ninguna restricción y eviten en los dos casos la posibilidad de generar un sidetrack, que es el evento más crítico durante la perforación. En cuanto a la recomendación de repasar dos veces cada vez que se perforaba una formación, se encontró que en los casos donde no sólo se realizaba una vez, el pozo presentaba restricción a la hora de sacar el BHA a superficie y también en la posterior Corrida de Casing 7”.

También se incluyó el uso de una píldora lubricante durante el POOH del BHA al terminar de perforar la sección, esto con el fin de disminuir el torque y arrastre que genera la sarta contra la formación, lo cual podría generar problemas de inestabilidad en el hueco y causaría eventos que retrasarían los tiempos.

Con base en el histórico presentado en los pozos, aparte de sugerir una doble repasada por formación perforada, también se sugiere seguir realizando el viaje corto de la sección direccional

de dicha fase, lo que permite rimar y limpiar el hueco para que la operación posterior de corrida de casing de 7" se pueda realizar sin problemas.

Para el caso de la Corrida de Casing 7", se recomienda establecer fases de circulación cada 1000 ft mientras se va bajando el casing hasta TD, o en cada formación que tuvo problemas en la corrida como lo son las Formaciones 1,3,4 y 6. Los parámetros observados en el histórico de los pozos que no tuvieron problemas en esta operación arrojan que la circulación debería hacerse a mínimo 180 GPM durante media hora para los puntos antes de llegar a la profundidad planeada, y una vez en TD circular mínimo dos fondos para acondicionar el lodo para la cementación.

También se sugiere utilizar un zapato rimador, el cual tiene la particularidad de rimar el hueco mientras se va corriendo hasta la profundidad indicada. Esto reduce el riesgo de tener restricciones a la hora de bajar casing y aumenta la posibilidad de llegar a fondo en una sola corrida. Además, una de sus ventajas a la hora de utilizarlo es que reduce o elimina los viajes de acondicionamiento, por lo que se podría utilizar en aras de eliminar dicha operación y reducir los tiempos de esta sección. Cabe resaltar que para optimizar el funcionamiento de dicho zapato se hace necesaria la rotación del casing durante su corrida y aplicación de peso sobre éste, por lo que hay que disponer de un dispositivo en la mesa que permita realizar esta acción.

7. Conclusiones

El análisis de los tiempos históricos de perforación con base en la identificación de NPT e ILT permite identificar cuáles son las áreas de mejora en el desempeño de los tiempos. Esto es posible

gracias a la determinación de la cantidad de tiempo perdido total, que se considera como el tiempo que se puede remover de operaciones futuras, ya que no son tiempos que aportan en la operación de perforación de pozos.

Con base en los datos disponibles de los 158 pozos, se identificó que la metodología P50 es la más acertada en la determinación de los tiempos de referencia de las operaciones por fase, por lo que es la más adecuada para hacer una comparación con los tiempos de las campañas posteriores a la analizada.

Al ser la sección superficial de 12 ¼" la que menos tiempo representa respecto al tiempo total de los pozos con 7%, una mejora en sus operaciones no impactaría mucho la reducción de tiempos totales. Además, es la sección que menos NPT e ILT representa respecto al tiempo total, por lo que es la menos problemática y tiene menos oportunidad de mejora en sus tiempos.

La sección que mayor número de horas presentó de tiempo no productivo fue la fase intermedia en la operación de perforación, en la cual el porcentaje de NPT representó un 17,93% del tiempo total. De igual manera esta fase presentó la mayor cantidad de horas atribuidas a tiempos perdidos invisibles con 10,6% del tiempo total. Esto permite establecer dicha fase como la más crítica de toda la perforación y la operación de Perforar Formación BHA#2 como la más importante, ya que representa el 42% del tiempo total de la fase.

Según las curvas de aprendizaje, la operación más crítica de la fase 8 ½" que corresponde a Perforar Formación BHA#2, fue la tuvo un aumento de tiempos de operación a lo largo de los trimestres, por lo que es necesario enfocar los análisis futuros al mejoramiento del desempeño de dicha operación.

Tal como se mostró en la Tabla 16, hubo en total un 25,3% de tiempo perdido durante toda la campaña, que corresponde a la sumatoria del porcentaje de tiempos no productivos (NPT) y

tiempos perdidos invisibles (ILT). Este valor representa la ventana de oportunidad de mejora en los tiempos que se puede tener en campañas futuras, con base en lo identificado en el histórico de los pozos en dicho campo.

Para reducir los NPT e ILT se enfocó en el mejoramiento de tiempos de la fase que representa mayor tiempo en toda la campaña, la intermedia de 8 ½” con 65%. Esto se podría lograr aplicando la propuesta planteada, que tiene como objetivo establecer las mejores prácticas observadas de los pozos que tomaron menos tiempo en realizar las operaciones de Perforar Formación BHA#2 y Corrida de Casing 7”, las cuales tuvieron mayor cantidad de NPT e ILT que representa la cantidad de tiempo que se puede mejorar.

La propuesta de mejoramiento de tiempos para campañas futuras tiene un alcance significativo que puede observarse de la siguiente manera. Esta impacta la fase intermedia de 8 ½” la cual tiene en total un 28,5% de tiempo perdido (NPT +ILT), y como esta sección abarca un 65% del tiempo total de toda la campaña, de ser exitosa la propuesta mejoraría un 18% del tiempo total que se requirió para perforar los pozos. Esto representaría el alcance total de la propuesta planteada que traducido ese porcentaje a tiempo representaría 4729,55 horas menos que se tendrían en la campaña.

8. Recomendaciones

Durante el desarrollo del trabajo de investigación se evidenció que lo que más demanda tiempo para el análisis es contar con la información disponible y organizada de acuerdo a las operaciones

establecidas. Para futuros trabajos, una herramienta bastante útil podría ser la implementación de un algoritmo que permita hacer más eficiente la clasificación de los tiempos, mediante algún código que pueda ser tipificado.

La base de datos donde se obtiene la información necesaria para hacer el análisis puede no ser tan confiable en algunos casos, ya que puede contener errores en algunos datos, por lo tanto, es necesario revisar la query time con detenimiento y filtrar datos que según el histórico pueden no concordar con lo que realmente se está realizando en el pozo.

Se sugiere utilizar otras metodologías para la identificación y cálculo de ILTs, como es el caso del MTP, con el fin de poder hacer una comparación a gran escala de las distintas metodologías aplicadas al mismo campo, en las campañas mencionadas e incluso agregar campañas más recientes. Para esto es necesario contar con más información disponible, como información de taladros, descripción de BHAs, energía mecánica específica de la roca etc.

Para futuros análisis y estudios se pueden generar curvas de aprendizaje con un mayor volumen de datos y evidenciar los avances que se obtienen después de implementar las mejores prácticas a través del tiempo.

Enfocar el estudio en desarrollar un análisis extensivo de las causas que provocan los tiempos no productivos y su relación con el cálculo de los tiempos invisibles con el fin de obtener pozos menos costosos y más eficientes.

Con los valores obtenidos de los tiempos de referencia para cada una de las operaciones por fase, se puede crear un KPI específico para este tipo de pozos e incluirlo en la evaluación de eficiencia operacional para establecer el desempeño de una campaña en tiempo real.

La mayoría de las curvas de aprendizaje realizadas con base en los datos analizados no permitieron determinar una mejoría notoria de tiempos a medida que se avanzaba en los trimestres,

por lo que es necesario observar el comportamiento de las nuevas campañas realizadas para generar de nuevo unas curvas que permitan observar la mejoría en las operaciones.

Referencias Bibliográficas

Bond, D.F., Scott, P.W., Page, P.E y Windham, T.M. (1996). Step Change Improvement and High Rate Learning are Delivered by Targeting Technical Limits on Sub-Sea Wells. *IADC/SPE Drilling Conference*. IADC/SPE 35077-MS. Recuperado de: <https://doi.org/10.2118/35077-MS>

Bond, D.F., Scott, P.W., Page, P.E y Windham, T.M. (1998). Applying Technical Limit Methodology for Step Change in Understanding and Performance. *SPE Drilling & Completion*. SPE 51181-PA. Recuperado de: <https://doi.org/10.2118/51181-PA>

Brett, F. (2006). The perfect well ratio: defining and using the theoretically minimum well duration to improve drilling performance. *AADE Drilling Fluids Technical Conference*. AADE-06-DF-HO-13. Recuperado de: <http://www.aade.org/app/download/7087127904/AADE-06-DF-HO-13.pdf>

Landmark Solutions Halliburton. OpenWells® (Junio 2019). Recuperado de: <https://www.landmark.solutions/OpenWells>

Martínez, C. (2012). Estadística y muestreo. Bogotá, Colombia: Ecoe Ediciones. Recuperado de:
https://eodelgadorcursos.files.wordpress.com/2019/02/book_estadistica-y-muestreo-13va-edicion-ciro-martinez-bencardino.pdf

Pessier, R.C., y Fear, M.J. (1992). Quantifying Common Drilling Problems With Mechanical Specific Energy and a Bit-Specific Coefficient of Sliding Friction. *Annual Technical Conference and Exhibition*. SPE 24584-MS. Recuperado de:
<https://doi.org/10.2118/24584-MS>

Rabia, H. (2001). *Well Engineering and Construction*. Recuperado de:
<https://www.goodreads.com/book/show/6498794-well-engineering-and-construction>

Raza, A.S., Al-Braik, H., Attalah, M., Corona, M y Kojadinovic, N. (2017). Performance Enhancement of Drilling and Completions Operations in Giant Offshore Field Abu Dhabi by Tracking and Monitoring Invisible Lost Time and Defined KPIs. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. SPE 188238-MS. Recuperado de:
<https://doi.org/10.2118/188238-MS>

Schreuder, J.C. y Sharpe, P.J. (1999). Drilling the Limit * - A Key to Reduce Well Costs. *SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference*. SPE 57258-MS. Recuperado de:
<https://doi.org/10.2118/57258-MS>

Wardt, J.P., Rushmore, P.H y Scott, P.W. (2016). True Lies: Measuring Drilling and Completion Efficiency. *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition*. IADC/SPE 178850-MS.
Recuperado de: <https://doi.org/10.2118/178850-MS>