

Reducción del tiempo no productivo (NPT) en proyectos de perforación exploratoria de pozos petrolíferos en Colombia. Caso de estudio

Non-Productive Time (NPT) reduction in exploratory oil drilling well projects in Colombia: A case study

GERMÁN EDUARDO GIRALDO, ALEXANDER CÁCERES RÍOS, JUAN CARLOS ALCALDE, CLARA LUCÍA MUÑOZ Y MARCELA SUÁREZ VELÁSQUEZ

Unidad de Proyectos de la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.

german.giraldo@escuelaing.edu.co

Recibido: 15/04/2013 Aceptado: 30/04/2013

Disponible en <http://www.escuelaing.edu.co/revista.htm>

Resumen

El costo diario de perforación exploratoria de un pozo petrolífero en Colombia puede variar entre los US\$80.000 y US\$180.000, dependiendo de la profundidad del objetivo geológico y la complejidad del pozo. Este costo puede aumentar si se materializan algunos riesgos u otros imprevistos, generando demoras durante la perforación y completamiento del pozo. El tiempo que se emplea para resolver estos problemas se denomina “tiempo no productivo” (en inglés, *Non-Productive Time*, NPT). El NPT registrado en este tipo de proyectos puede llegar a aumentar, e incluso a duplicar el tiempo y costo del proyecto. En este artículo se analizan las causas del NPT en tres proyectos de perforación exploratoria dentro del área de influencia de la compañía HDMI y se propone una serie de acciones correctivas y preventivas para reducir el NPT en los pozos analizados, que puede aplicarse a otros pozos de exploración, independientemente de su tamaño.

Palabras claves: tiempo no productivo, gestión de la calidad, pozos petrolíferos, perforación exploratoria, Colombia.

Abstract

The daily cost of exploratory oil drilling well projects in Colombia may vary between US\$ 80,000 and US\$ 180,000, depending on the geological target depth and complexity of the well. This cost may increase if some risks materialize during drilling and completion of the well, thus causing delays. The time it takes to solve these problems is called “non-productive time” (NPT). The NPT registered in such projects, may increase and even double the project’s time and cost. In this paper, we analyze the causes of the NPT in three exploration drilling projects within the area of influence of the company HDMI and propose a set of corrective and preventive actions to consider for reducing the NPT in the wells tested, which can be applied to other exploratory wells regardless of size.

Keywords: Non-productive time, quality management, oil drilling well projects, exploratory drilling, exploratory wells, Colombia.

INTRODUCCIÓN

El sector petrolero en Colombia tuvo en 2012 una participación del 9 % en el producto interno bruto (PIB) nacional (ANDI, 2013) y un incremento del 5,5 % frente al PIB del 2011 (ACP, 2013), año en el cual presentó la mayor tasa de crecimiento entre todos los sectores económicos de Colombia, con un aumento del 17 % (a precios constantes) frente al registrado en 2010, lo que a su vez lo convierte en una de las principales fuentes de crecimiento y desarrollo económico para la nación (ACP, 2012). Colombia se encuentra clasificado en el puesto 22 entre los 210 principales países productores de petróleo del mundo y en el lugar número 4 en Latinoamérica, con una producción promedio de 944 millones de barriles al día (CIA, 2013), lo cual equivale aproximadamente al 40 % de la producción de Venezuela (2,47 millones de barriles diarios), el principal productor latinoamericano (González Posso, 2011). La Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) estima que la producción de petróleo en Colombia sobrepasó el millón de barriles en 2013, aumentando entre 9 y 12 % (ACP, 2013), lo que promete un mayor crecimiento.

A causa del aumento en la producción, las organizaciones que desarrollan actividades de exploración y explotación de petróleo en Colombia se han posicionado en los primeros lugares entre las compañías más grandes del país. Tal es el caso de la colombiana Ecopetrol y la canadiense Pacific Rubiales Energy (propietaria de Pacific Stratus, Kappa Energy Holdings y Meta Petroleum), que reportaron crecimientos en sus utilidades del 85 y el 109 %, respectivamente, en el 2011 con respecto al 2010 (Portafolio.com, 2012), y crecimientos, aunque un poco menores (-4,4 y -7,4 % para el 2012) en relación con 2011, que continúan siendo impresionantes y las posiciona como las compañías número 1 y número 7 entre las empresas del año en Colombia, considerando todos los sectores de la economía (Portafolio, 2013), siendo Pacific la segunda productora de petróleo y gas más grande del país.

Para mantener su posición entre las más grandes, las empresas requieren la reorganización, optimización y mejora continua de los procesos, con el fin de aprovechar al máximo la capacidad instalada y dar el uso adecuado a los recursos disponibles (humanos, tecnológicos, económicos, etc.); de lo contrario, el crecimiento podría verse frenado, provocando como consecuencia la desaceleración económica del sector y el país. La explo-

ración y perforación de pozos, así como la explotación del yacimiento constituyen los proyectos y operaciones de mayor importancia para estas organizaciones; por ende, su desempeño afecta el crecimiento actual de las regiones en las cuales se desarrollan, por lo que se hace necesario mejorar su productividad.

En Colombia, un pozo puede alcanzar profundidades entre 800 y 7000 metros (2000 y 22.000 pies), dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentre la estructura geológica o formación seleccionada con posibilidades de contener petróleo (Ecopetrol, 2011). Algunas regiones presentan alta complejidad e incertidumbre geológica, por lo que las operaciones de perforación requieren personal con conocimientos, habilidades y experiencia relacionados con el sector petrolero, y a su vez, demandan equipos de avanzada tecnología, al igual que la aplicación de estándares de seguridad (QHSE) y de conocimientos multidisciplinarios, tanto para el operador como para las compañías que prestan servicios asociados. Lo anterior hace que la perforación sea una actividad en la que se necesita una alta inversión de recursos (humano, financiero, equipos) tanto en la etapa de planeación como en la de ejecución.

El costo diario de perforación puede variar entre US\$80.000 y US\$180.000, dependiendo de la profundidad del objetivo geológico (yacimento) y la complejidad del pozo (direccionalidad) (HDMI, 2013); los costos están distribuidos aproximadamente en los siguientes servicios: equipo de perforación (taladro), equipo de perforación direccional, cementación, fluido de perforación, materiales tales como tubería de revestimiento, cabeza del pozo, tubería de completamiento, además del recurso humano, campamento, locación, vías de acceso y obras civiles menores. El costo del pozo puede aumentar si se materializan los riesgos registrados y analizados durante la planeación o ejecución del proyecto, generando problemas durante la perforación y completamiento del pozo. El tiempo que se emplea para resolver tales inconvenientes y realizar las operaciones adicionales necesarias para dar respuesta a la solución de estos problemas se clasifica como “tiempo no productivo” (en inglés, *Non-Productive Time*, NPT), definido como el periodo durante el cual no existe avance de acuerdo con el cronograma, retrasando los entregables.

El NPT se puede clasificar en la siguientes categorías: reparación del taladro, fallas en herramientas en fondo y en superficie, pega de tubería, pérdida de circulación del

lodo, control de pozo, espera por mal tiempo, espera por materiales; estos eventos no deseados tienen un impacto negativo sobre los objetivos gerenciales, aumentando principalmente el tiempo y costo del proyecto. Los riesgos se materializan por diferentes causas, las cuales se deben identificar y analizar para evitar que se presenten nuevamente durante el desarrollo del proyecto o proyectos posteriores.

En el presente artículo se muestran la recolección y el análisis de las principales causas del NPT durante la perforación de tres pozos petrolíferos en Colombia, operados por la compañía HDMI, y se propone un conjunto de acciones correctivas, preventivas y aspectos que hay que tener en cuenta para su reducción, con el fin de mitigar o eliminar las causas y, por ende, las consecuencias de estos riesgos, así como mejorar la planeación y ejecución de los proyectos de perforación petrolera, incrementando la productividad e impacto de este importante sector en la economía nacional.

PROYECTOS DE EXPLORACIÓN Y PERFORACIÓN EXPLORATORIA DE POZOS PETROLÍFEROS

En la industria petrolera, los principales proyectos se refieren a la exploración, perforación y la explotación de pozos. El término exploración se refiere a la búsqueda de yacimientos de petróleo o gas con base en investigaciones geológicas, en tanto que la perforación exploratoria se refiere a la localización de los depósitos de hidrocarburos a partir de los resultados de la exploración previa.

Exploración

Consiste en localizar e identificar, con base en estudios geológicos, los lugares en los cuales existen formaciones, constituidas típicamente por mantos de rocas sedimentarias y arcillosas, que impiden la salida del petróleo a la superficie. La localización y la identificación se hacen sobre todo mediante fotografías aéreas, imágenes satelitales o imágenes de radar de algún área de interés potencial, y la identificación se realiza mediante la aplicación de métodos remotos, de superficie. Posteriormente se integra esta información y por último los geólogos crean modelos e interpretan la información resultante, para determinar si hay o no la posibilidad de que existan hidrocarburos en la zona.

Para ello se utilizan métodos de diferentes tipos, como los métodos remotos (gravimetría y magnetometría), métodos de superficie (cartografía geológica y columnas estratigráficas), así como el análisis de las muestras de rocas o geoquímicos, imágenes del subsuelo (datos sísmicos), análisis petrofísicos, geoquímicos y bioestratigráficos, la integración, modelamiento y evaluación de toda la información que sea posible recolectar sobre las estructuras que conforman el subsuelo, entre otros métodos y análisis. Finalmente, los geólogos crean modelos e interpretan la información resultante para determinar si hay o no la posibilidad de que existan hidrocarburos en la zona.

Perforación de pozos

Luego de que se ha obtenido un concepto favorable acerca de la posibilidad de que existan depósitos de hidrocarburos en la zona, se inicia la perforación del pozo, el cual se localiza en una zona inexplorada y se le denomina “pozo exploratorio”. Dependiendo de la profundidad estimada (generalmente entre 800 y 7000 metros), el tipo de formación geológica y las condiciones propias del suelo de la zona, se selecciona el equipo de perforación más adecuado. El tiempo de perforación varía, dependiendo de las variables anteriores, y se estima entre dos meses y un año (HDMI, 2013).

El proceso de perforación se realiza por fases o etapas (figura 1), de tal manera que el tamaño del pozo (radio) sea mayor o más ancho en la parte superior y menor o angosto en la parte inferior, hasta llegar a la profundidad del objetivo del pozo (el yacimiento); además, hay que instalar un revestimiento por tamaño de hueco, con el fin de evitar derrumbes y darle estabilidad al hueco perforado.

Durante el proceso de perforación es indispensable la circulación de “lodo de perforación”, el cual les da consistencia y estabilidad a las paredes del pozo, enfría la broca y envía a la superficie el material triturado; el lodo es inyectado por la tubería de perforación y circula hacia la superficie a través del espacio entre la tubería y las paredes del pozo. A lo largo de este proceso se toman registros eléctricos que ayudan a identificar el tipo de formación geológica y a determinar sus características, como densidad, porosidad, contenido de agua, petróleo y gas natural. Adicionalmente, para proteger el pozo de problemas como filtraciones y derrumbes,

se adhieren a las paredes tubos de revestimiento con un cemento especial que se inyecta a través de la misma tubería de perforación, el cual se solidifica en cada etapa. Al terminar el proceso de perforación el pozo queda completamente “revestido”, garantizando su estabilidad e integridad, lo cual facilita el proceso de extracción del petróleo en la etapa de producción.

A continuación se presentan las secciones de hueco de un pozo y sus tamaños, al igual que el revestimiento correspondiente a cada sección para su estabilidad e integridad (HDMI, 2013) (figura 1).

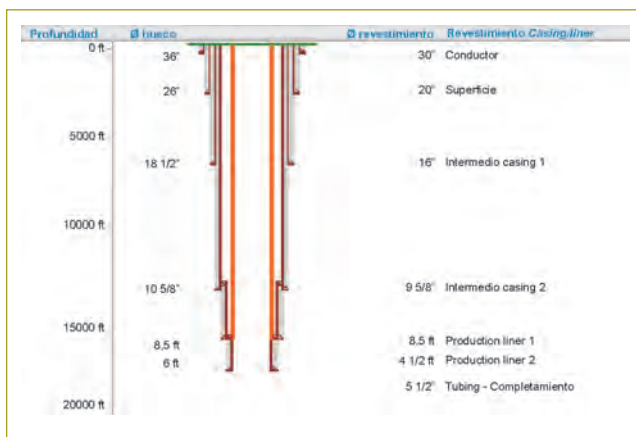


Figura 1. Esquemático de un pozo petrolífero (fases por tamaños de hueco y revestimiento).

Planeación y diseño de la perforación

La planeación de la perforación se inicia mediante la solicitud para la perforación del pozo, documento en el que se establecen los objetivos gerenciales del pozo, así como las coordenadas de perforación y trayectoria de éste. El grupo de personas encargadas de la perforación tiene como objetivo principal alcanzar la profundidad estimada en una forma eficiente, segura y económica, según el plan, y que permita una eficiente extracción del crudo, sin riesgo de que se presenten problemas de consistencia o estabilidad, es decir, que tenga “integridad mecánica”. El grupo lo integran diferentes profesionales, tales como geólogos, ingenieros de petróleos, ingenieros de perforación, ingenieros civiles, profesionales en QHSE, los cuales se encargan de la planeación y ejecución para una entrega exitosa del pozo, cumpliendo con los objetivos técnicos y gerenciales (alcance, costo, tiempo y QHSE), de acuerdo con el plan.

A renglón seguido se enumeran las actividades más importantes para la planeación del pozo:

- Evaluación de la información de pozos del área donde se pretende perforar.
- Identificación de los riesgos geológicos, geomecánicos y de perforación, además de otros eventos no deseados, y los planes para su gestión.
- Revisión de lecciones aprendidas para aplicarlas dentro de la perforación.
- Selección de la opción para perforar.
- Estimación de los costos y el presupuesto.
- Revisión de entrega de equipos críticos.
- Elaboración del cronograma del pozo.
- Programa del pozo.
- Procedimientos para la perforación de cada sección de hueco.

En la página siguiente se puede observar el proceso resumido para la perforación exploratoria de un pozo petrolífero (diagrama 1).

METODOLOGÍA

El desarrollo de este estudio se divide en cuatro etapas. En la primera se revisó la bibliografía existente, se consultaron y examinaron diferentes estándares (PMI, ISO y API), artículos, documentos y estudios provenientes de bases de datos especializadas (Open Wells y Data Analyzer), de donde se extractaron datos relevantes acerca del proceso de perforación y las categorías de NPT, que constituyen el marco de referencia de este trabajo.

En la segunda etapa se seleccionaron aleatoriamente tres pozos (A, B y C) dentro del área de influencia de la compañía HDMI. Después se extractaron de las bases de datos mencionadas los datos correspondientes a cada una de las fallas y errores que pudieran generar NPT dentro de las actividades operativas que comprenden la perforación exploratoria para cada uno de los pozos: nombre de la actividad, duración, categorías y tiempo no productivo.

En la tercera etapa, la información recolectada se llevó a MS Excel, donde, utilizando tablas dinámicas, se clasificó, organizó y analizó, mediante el uso de técnicas como el histograma, diagrama de Pareto y diagramas de causa-efecto. Se estudiaron las principales categorías de fallas identificadas, con el fin de analizar sus causas.

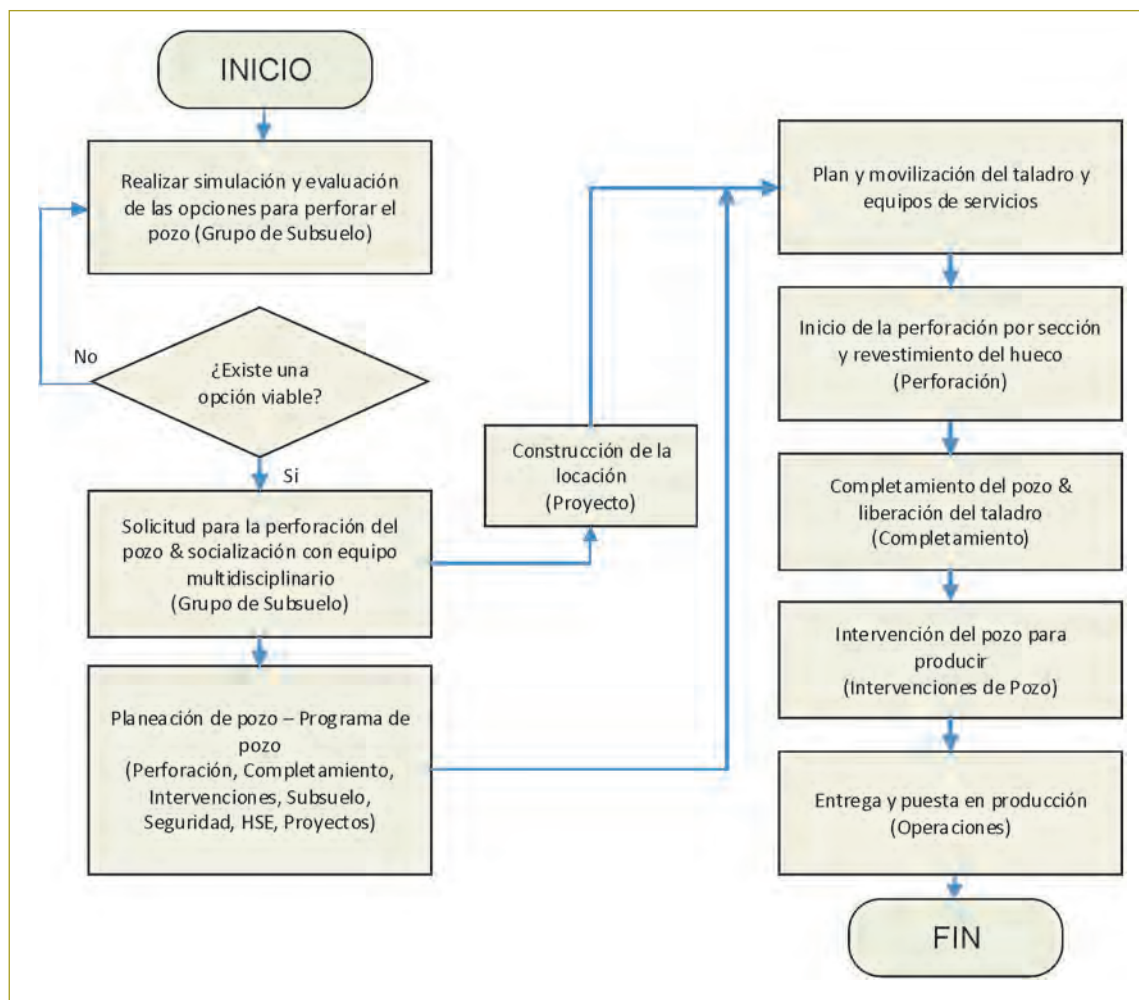


Diagrama 1. Proceso resumido para la perforación exploratoria de un pozo petrolífero.

Por último, en la cuarta etapa se propuso un conjunto de acciones correctivas y preventivas que hay que tener en cuenta para reducir el NPT en los pozos analizados, que pueden aplicarse a otros pozos de exploración, independientemente de su tamaño.

RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados obtenidos durante el desarrollo de las etapas 1, 2 y 3 de la investigación, y en la siguiente se registran los resultados de la etapa 4, es decir, las acciones correctivas y preventivas que hay que considerar para reducir el NPT.

Así mismo, se muestran las diferentes categorías de NPT para los tres pozos analizados (cuadro 1).

Los objetivos técnicos de los tres pozos analizados incluyen:

- Entrega de la integridad del cemento en el yacimiento.
- Adquisición exitosa de datos, registros de pozo abierto para caracterizar la roca cerca del yacimiento para el análisis geomecánico.

Los objetivos gerenciales incluyen:

- Cumplir con el alcance, tiempo y costo planeados, enmarcados en operaciones seguras, realizando las actividades definidas en el plan de calidad del proyecto y las especificaciones del producto.

Cuadro 1
Categorías de NPT

Categoría de NPT	Descripción
Cementación	Hace referencia al NPT causado por la integridad del cemento utilizado para la cementación del revestimiento del pozo, aunque también se puede presentar por la existencia de pérdidas de retornos o problemas relacionados con la compañía de servicios de cementación.
Fallas de herramientas en el fondo del pozo	Hace referencia al NPT relacionado con fallas de herramientas o equipos que se encuentren dentro del hueco.
Problemas en el fondo del pozo	Hace referencia al NPT relacionado con inconvenientes operativos causados por la geología, estabilidad del hueco, entre otros ajenos a fallas en el fondo del pozo.
Fluidos	Hace referencia al NPT relacionado con el lodo, manejo de residuos (<i>waste management</i>), materiales para el lodo o limpieza del hueco.
Error humano	Hace referencia al NPT relacionado con procedimientos incorrectos, falta de entrenamiento de las cuadrillas o personal líder en el pozo, mala comunicación y en general toda decisión o comportamiento del personal responsable de las operaciones del pozo.
Reparación del equipo de perforación / taladro	Hace referencia al NPT relacionado con cualquier falla del equipo de perforación/taladro que no permita el avance del plan de perforación para atender o reparar el daño.
Fallas en la superficie	Hace referencia al NPT relacionado por cualquier falla de la herramienta o equipo en superficie diferente del equipo de perforación/taladro que no permita el avance del plan de perforación para atender o reparar el daño.
Pega de tubería	Hace referencia al NPT que se presenta cuando la tubería de perforación, el ensamblaje de fondo o las herramientas de registro se atascan dentro del hueco, perdiendo movimiento hacia arriba, abajo o torque.
Espera	Hace referencia al NPT que se presenta cuando se requiera detener el avance de la perforación debido a suministro de personal, herramientas, equipos, permisos, HSE, paros por la comunidad, suministros o mal clima.

NPT, pozos A, B y C

Para el pozo exploratorio A se perforaron tres yacimientos con una profundidad objetivo de 17.000 pies, mientras que para el pozo B se perforaron tres yacimientos con una profundidad objetivo de 16.850 pies. Finalmente, la perforación del pozo exploratorio C se realizó mediante la continuación de un pozo ya existente, lo cual se denomina un “reingreso al pozo”. La profundidad objetivo en este caso es de 19.143 pies.

Más adelante se muestran las categorías de NPT y su duración para los tres pozos. En el pozo A se presentaron principalmente fallas en las herramientas de fondo, problemas con el fondo del pozo, cementación del revestimiento y fallas en las herramientas de superficie. En el pozo B se registraron problemas sobre todo en las herramientas en el fondo del pozo, cementación del revestimiento, fallas de herramientas en superficie, pega de tubería y errores humanos. Por último, durante la perforación del pozo C hubo principalmente fallas en las herramientas en fondo, problemas en la cementación del revestimiento, fallas en las herramientas de superficie y reparaciones del taladro (cuadro 2).

Cuadro 2
Resumen de NPT, pozos A, B y C

Categoría	Pozo A NPT (horas)	Pozo B NPT (horas)	Pozo C NPT (horas)
Falla de equipo de superficie	362,25	-	-
Falla de herramienta de fondo	303	285,25	780
Cementación	106,25	390,5	59,25
Falla en superficie	99	54	22
Error humano	77	1,25	-
Reparación del taladro	59,5	33	6,75
Espera	47,25	34	2
Pega de tubería	41,25	48,25	-
Fluidos	-	12	-
Total	1095,5	858,25	870

A continuación se presenta el ordenamiento (diagrama de Pareto) de las causas del NPT correspondientes a los tres pozos analizados. Para el pozo A se observa que el 33 % del NPT corresponde a las fallas en los equipos de superficie, seguido por un 28 % de NPT causado por fallas en las herramientas de fondo, la cementación del revestimiento con un 9 % y las fallas en las herramientas de superficie con un 9 %. La suma de estas tres fallas corresponde al 79,46 % del total

del NPT. Para el pozo B se observa que el 45,5 % del NPT corresponde a la cementación del revestimiento, 33,3 % a fallas en las herramientas de fondo y 6,3 % a las fallas presentadas en las herramientas de superficie. La suma de estas tres fallas corresponde al 85,03 % del total del NPT. Finalmente, para el pozo C se observa que el 89,66 % del NPT corresponde a las fallas en las herramientas de fondo y 6,8 % a las fallas presentadas en la cementación del revestimiento. La suma de estas tres fallas corresponde al 96,47 % del total del NPT.

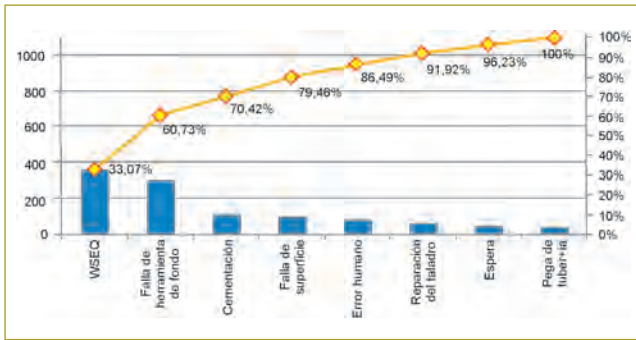


Gráfico 1. Causas de NPT para el pozo A.

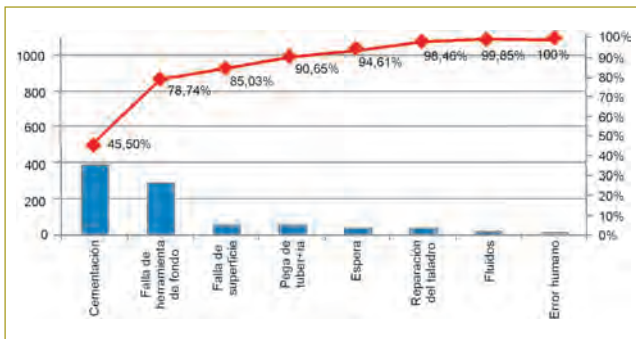


Gráfico 2. Causas de NPT para el pozo B.

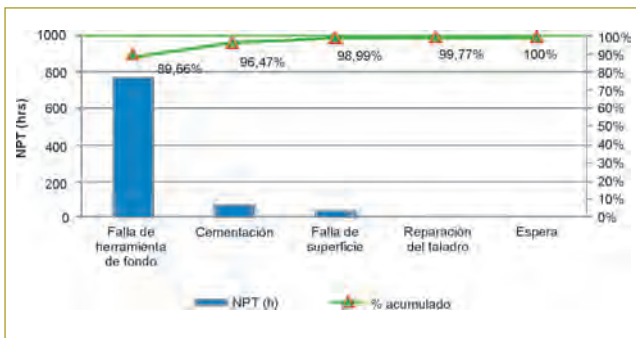


Gráfico 3. Causas de NPT para el pozo C.

Impacto sobre la línea base de tiempo y costos para los pozos A, B y C

Las fallas y errores que se presentan durante la perforación del pozo traen como consecuencia NPT, el cual retrasa la operación, genera sobrecostos y afecta a su vez el inicio de la etapa de producción, así como el comienzo de otros proyectos. Esto se debe sobre todo a que los equipos y herramientas de trabajo típicamente son costosos y escasos, y pasan de un proyecto a otro. A renglón seguido se muestra el impacto de las fallas y errores sobre la línea base de tiempo y costo para los tres pozos analizados (cuadro 3 y gráfico 4).

Cuadro 3
Impacto sobre tiempo y costo para los pozos A, B y C

Pozo	Tiempo (días)		Diferencia (días)	NPT (%)	Incremento en costo (%)
	Línea base	Real			
A	247	317	-70	28	35
B	141	238	-97	69	112
C	163	179	-16	10	6
Total	551	734	-183	33,2	44

Como se puede observar, a causa de las fallas y errores, el NPT que se presentó en los pozos afectó considerablemente los objetivos gerenciales de entregar el pozo en el tiempo y costo acordados, generando incrementos de 33 % en tiempo y 44 % en costo para los tres proyectos (cuadro 3).

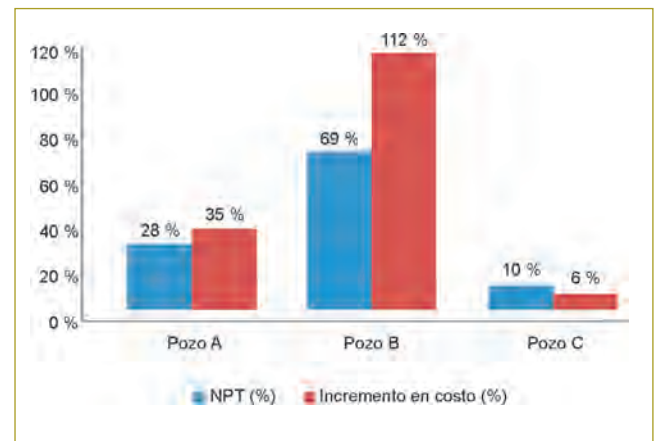


Gráfico 4. Impacto sobre tiempo y costo para los pozos A, B y C.

Análisis de causas de NPT

Luego de hacer una investigación acerca de las causas de NPT, se lograron identificar las subcategorías más representativas y su código de identificación dentro de la organización:

1. Tubería de revestimiento.
2. Error humano.
3. Falla de herramientas.
4. Tubería de perforación.
5. Ensamblaje de fondo *Bottom Hole Assembly*.
6. Procedimientos.
7. Falla de motor (BHA).
8. Sistema de circulación de lodos.
9. Fallas de registro Wireline.
10. Equipo de cabeza del pozo.
11. Falla de herramienta de registro.

Para cada una de estas subcategorías se analizaron las principales causas, con el fin de proponer acciones correctivas que las eliminen.

Tubería de revestimiento

Consiste en la instalación de la tubería metálica enroscada, formando una columna de tuberías hasta alcanzar la profundidad objetivo, según el diseño planeado para cubrir el hueco perforado. Más adelante se muestran las principales causas por las cuales falla la tubería de revestimiento (optimización de procedimientos de inspección para tubería de perforación [*Drill pipe*], tubería de producción [*Tubing*] y tubería de revestimiento [*Casing*] de pozos petrolíferos utilizando ensayos no destructivos, 2007) (figura 2).

Se encontró que tanto los pines y cajas de la tubería pueden sufrir pérdida de integridad y ocasionar una posible falla en la sarta, debido a la tensión y torsión que mantiene la tubería durante la perforación.

Error humano

En este tipo de pozos trabajan directa e indirectamente durante la perforación más o menos cien personas, quienes desarrollan actividades directas, como la programación, supervisión, operación y mantenimiento, entre

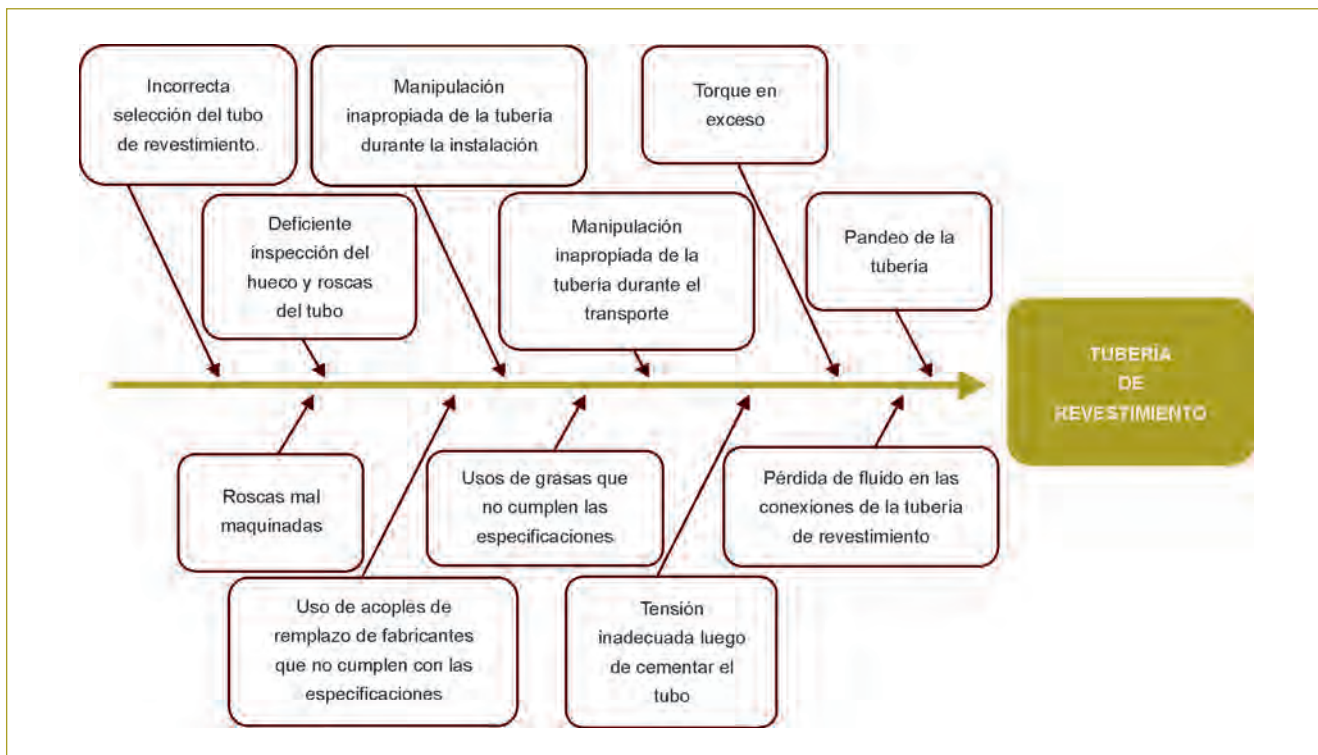


Figura 2. Principales causas por las cuales falla la tubería de revestimiento.

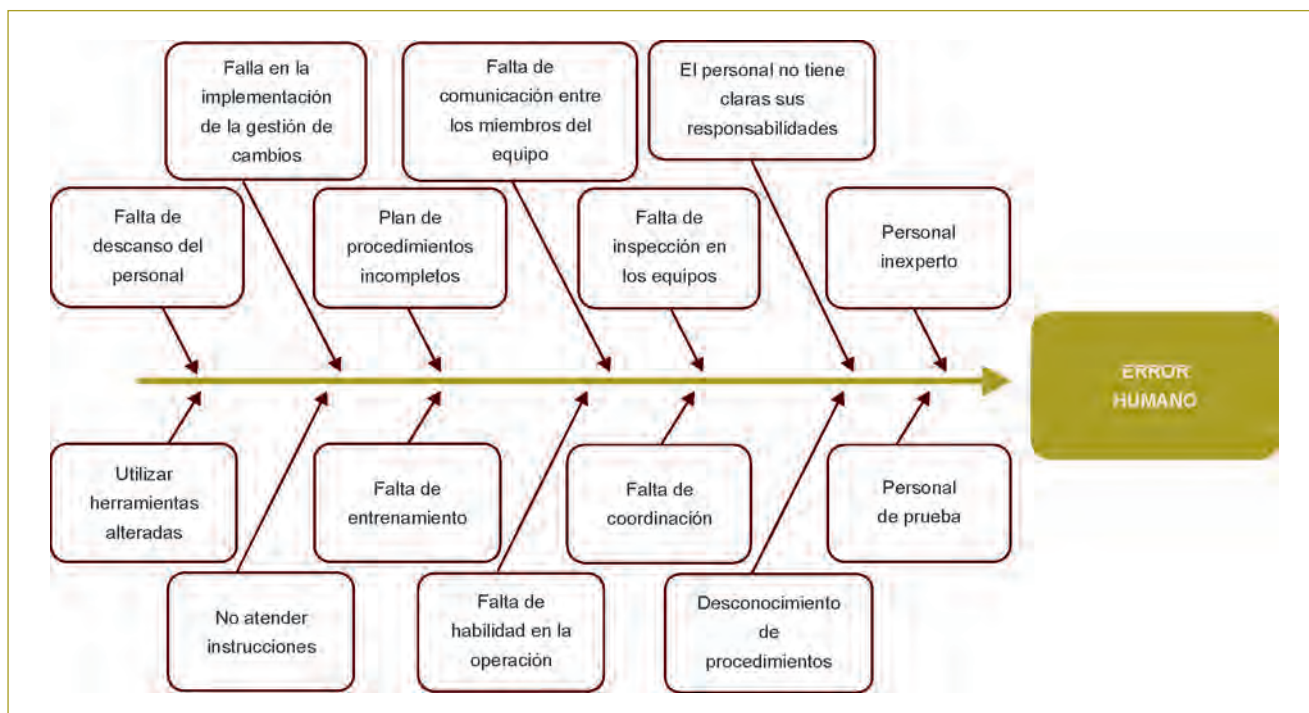


Figura 3. Principales causas por las cuales falla el personal asignado a la perforación.

otras de especial importancia, e indirectas tales como los servicios técnicos, el suministro de los fluidos de perforación y bombeo de cemento. El personal trabaja las 24 horas del día y todos los días del año. En la figura anterior se muestran las principales causas por las cuales falla el personal asignado directa o indirectamente a la perforación (IADC, 2005) (figura 3).

Los errores humanos detectados están relacionados sobre todo con falta de comunicación, escaso entrenamiento, falta de experiencia, descanso insuficiente y falta de definición de roles y responsabilidades. Adicionalmente, se encontró que no se había implementado la gestión de cambios, es decir, no se acreditaron los cambios en los documentos pertinentes.

Falla de herramientas

La herramienta MWD (*Measurements While Drilling*, Midiendo mientras se perfora) permite controlar la orientación del taladro y las mediciones de profundidad, inclinación y azimut (desviación desde la superficie con respecto al polo norte magnético en el plano horizontal) en tiempo real (mientras se perfora), con el objetivo de ajustar la trayectoria del pozo. En la página siguiente se

muestran las principales causas por las cuales falla esta herramienta (figura 4).

Las fallas están relacionadas frecuentemente con las altas vibraciones del ensamblaje del fondo y el mal funcionamiento de los sensores de la herramienta, y en algunos casos se presentan errores ocasionados por la descarga de las baterías del MWD.

Tubería de perforación

La tubería de perforación (en inglés, *drill pipe*) está compuesta por columnas de acero con roscas cónicas en los extremos llamadas “uniones”. Los diámetros de la tubería dependen del tamaño y la profundidad. Para lograr la profundidad requerida, cada columna se une a la siguiente a través de un conector.

Las fallas se relacionan principalmente con el manejo inadecuado de la tubería de perforación durante la operación y el mantenimiento, como golpes en las roscas y cajas, sobretorque en el ensamblaje de la tubería, y falta de grasas en las rocas y cajas (figura 5).

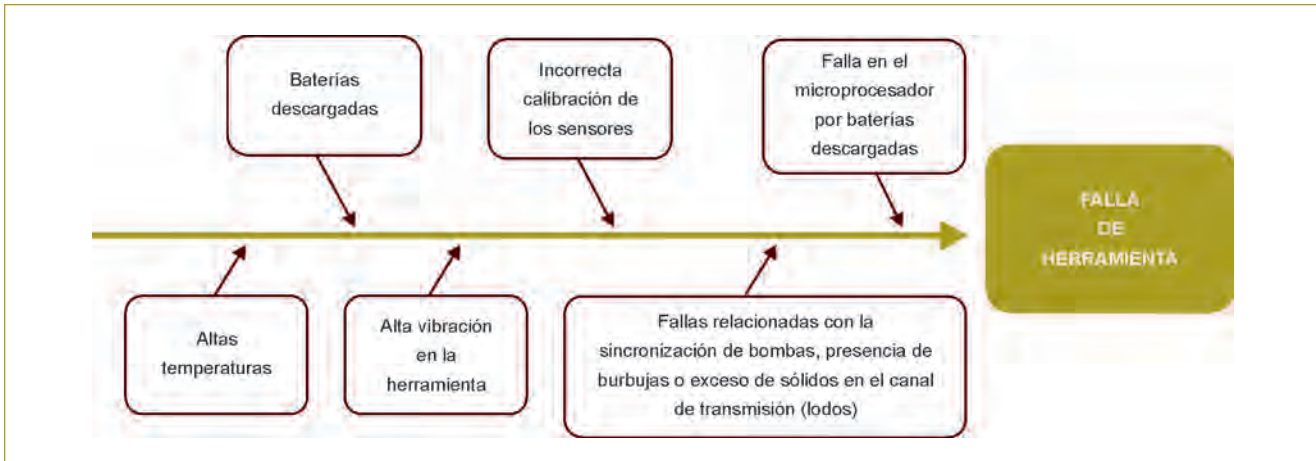


Figura 4. Principales causas por las cuales falla la herramienta MWD.

Ensamblaje de fondo *Bottom Hole Assembly*

Es la sección en la cual se agrupa el conjunto de herramientas necesarias para operar la broca y la tubería de perforación. Tiene como principal función proporcionar el peso requerido a la broca para maximizar la tasa de penetración y perforar el hueco, así como también proporcionar la direccionalidad al taladro y minimizar las vibraciones. El ensamblaje de fondo está compuesto por la broca, el motor o turbina, los collares de perforación (*drill collars*), los estabilizadores o rimadores (en inglés, *stabilizers or reamers*), la tubería pesada y los accesorios (Infopetróleo, 2011).

La principal falla en el ensamblaje de fondo está relacionada con la corrosión que puede presentar el

ensamblaje durante la perforación, al igual que con la falta de revisión y certificación de las herramientas por parte de los contratistas, lo que puede poner en riesgo el ensamble (figura 6).

Procedimientos

Las fallas en los procedimientos se presentan sobre todo por omisiones en el cumplimiento de éstos o por fallas en su creación. Estas acciones convierten una situación planeada en una situación indeseable o imprevista, poniendo en riesgo la perforación (*La fiabilidad humana en la gestión*, 2001) (figura 7).

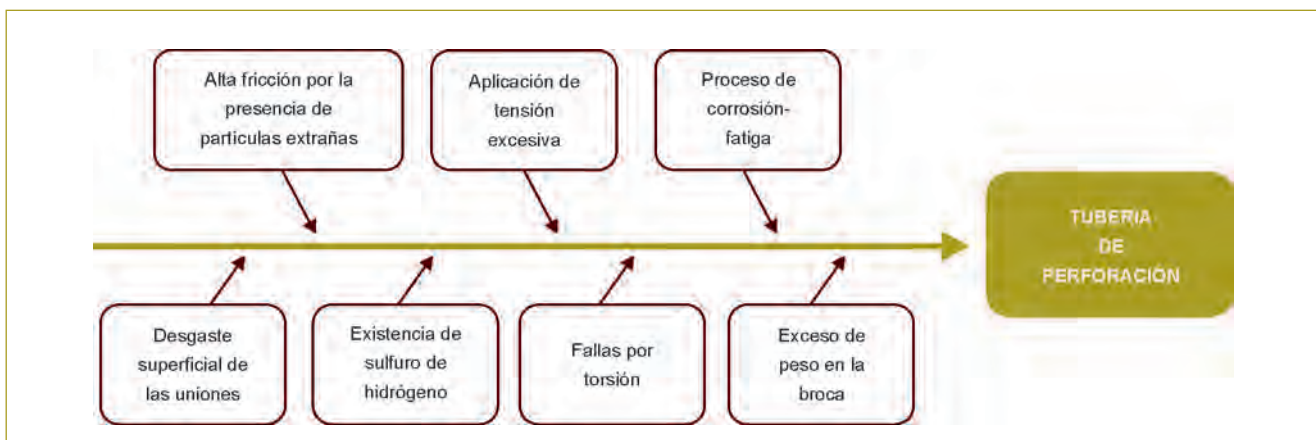


Figura 5. Principales causas por las cuales falla la tubería de perforación.

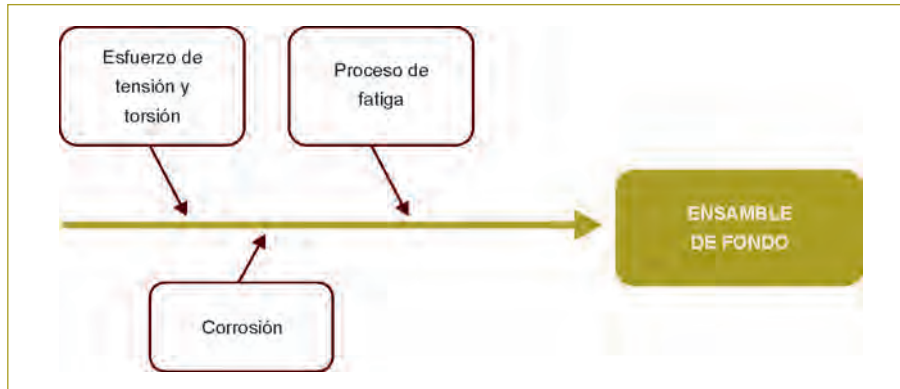


Figura 6. Principales causas por las cuales falla el ensamblaje de fondo.

Se encontró que la principal causa de errores en procedimientos tiene que ver con factores humanos como motivación, compromiso, rendimiento y responsabilidad del personal. También se observó que la principal causa de accidentes está relacionada con la falta de concentración, la escasa atención y el desinterés del personal.

(Cavo Drilling Motors, 2011) (Toro Downhole Tools, 2012) (Fundación Instituto Zuliano de Investigaciones Tecnológicas, 2007).

Se encontró que las fallas están relacionadas con el peso que se aplica al ensamblaje del fondo y con el incumplimiento de las especificaciones que suministra la compañía que provee los motores (figura 7).

Falla de motor (ensamblaje)

Para dar dirección a la perforación, se utilizan motores que forman parte del ensamblaje del fondo y que se instalan sobre la broca de perforación. Los motores tienen incorporados un cuerpo de desvío (en inglés, *bent housing*) ajustable, el cual permite que la broca se incline entre 0,5 y 3 grados con el fin de cambiar la dirección sin que se requiera la rotación de la tubería de perforación (Escuela Politécnica Nacional, 2010) (SAI, 2011)

Sistema de circulación de lodos

Su función principal es lograr la circulación del lodo químico a alta presión, el cual lubrica, refrigera y transporta los cortes del terreno desde el fondo del pozo hasta la superficie. El sistema está compuesto por bombas de lodo, tubería vertical (en inglés, *stand pipe*), mangueras de inyección, unión giratoria, sarta de perforación, cuadrante, equipo de control sólido y el equipo de mezclado.

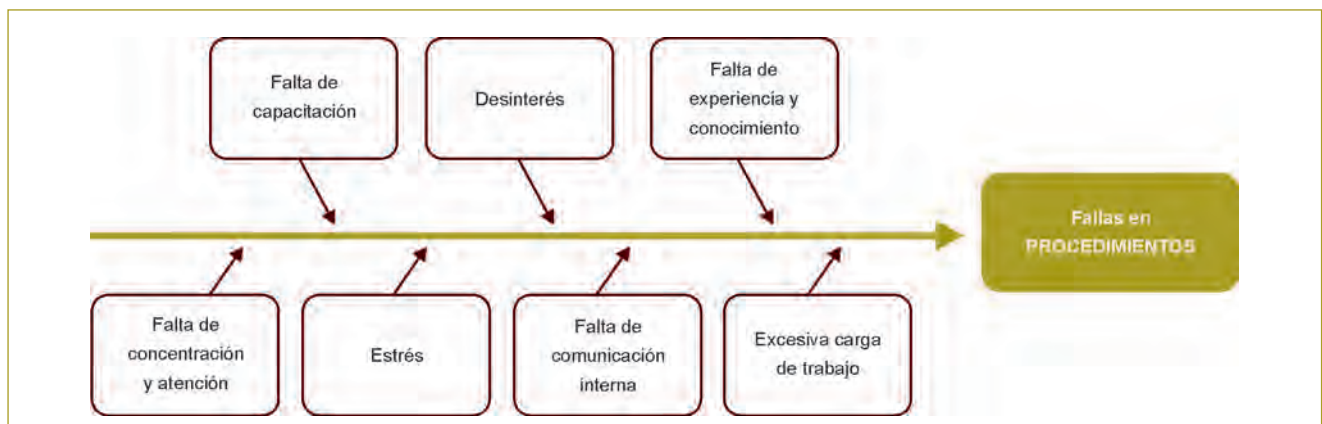


Figura 7. Principales causas por las cuales falla la aplicación de los procedimientos.

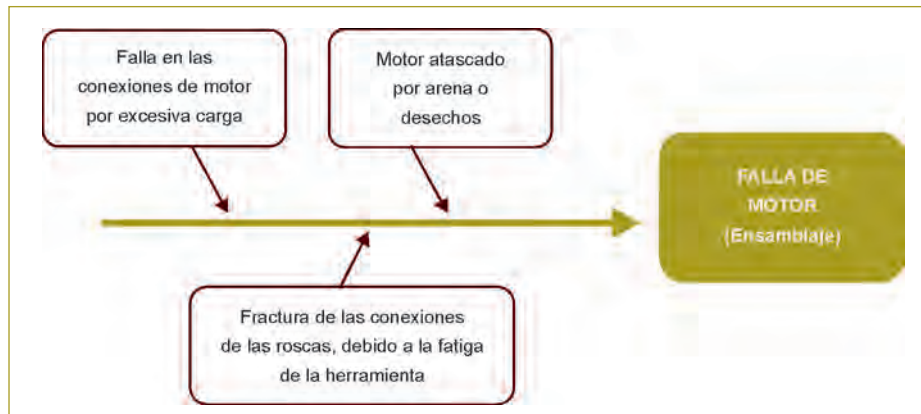


Figura 8. Principales causas por las cuales falla el motor.

La principal causa de fallas encontrada en este sistema tiene que ver con la falta de limpieza y mantenimiento de los equipos de circulación de lodos (figura 9).

Fallas de registro Wireline

El registro Wireline Logging permite observar, por medio de cables, las características de la formación, como la saturación del agua, petróleo y gas, y el tipo de roca y porosidad, entre otros.

Se halló que la principal causa de los problemas en el registro Wireline está relacionada con la mala aplicación del procedimiento de toma de muestras y la falta de monitoreo en las fases de la operación (figura 10).

Equipo de cabeza del pozo

Este equipo de control está compuesto por un conjunto de válvulas preventoras conocidas como BOP (*Blow Out Preventer*), que constituyen el sistema de seguridad y control ante eventos inesperados durante la perforación. Su principal función es cerrar el pozo en caso de que el petróleo o gas de las formaciones perforadas traten de subir a la superficie. Estas válvulas son accionadas por un dispositivo hidráulico conocido como “acumulador de presión”, que se encuentra instalado a un lado de la torre de perforación (Control de Pozos, 2009).

Las fallas asociadas al equipo de cabeza del pozo se presentan por la inexperiencia de los operarios al momento de la inspección, manipulación y manteni-

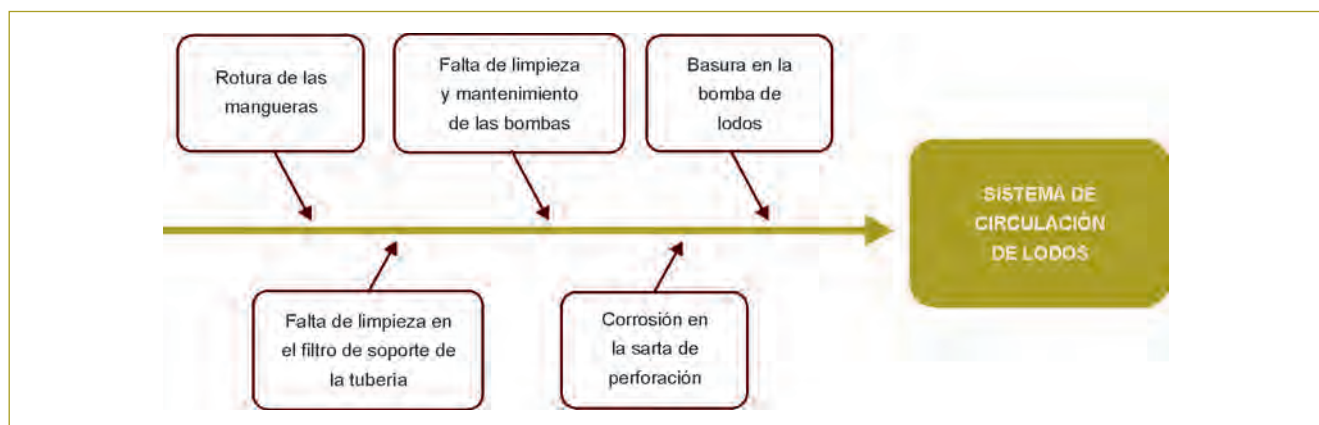


Figura 9. Se muestran las principales causas por las cuales falla el sistema de circulación de lodos.

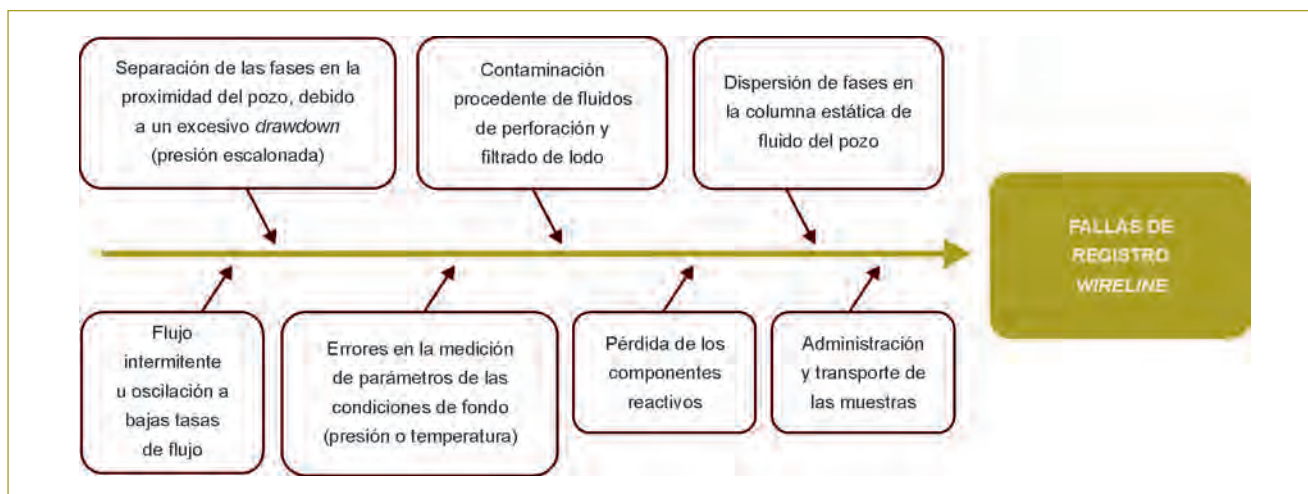


Figura 10. Principales causas por las cuales falla el registro Wireline.

miento del equipo (IADC, 2001 y 2003). Esta mala manipulación causa daños y desgaste innecesario de la herramienta (figura 11).

Herramienta de registro

El equipo de registros permite conocer los tipos de formación y las características físicas de la roca (densidad, porosidad, resistividad, contenido de agua, petróleo y gas natural) que facilitan la toma de decisiones en tiempo real. Adicionalmente, ayuda a tomar mediciones como la inclinación, vibración, presión y direccionalidad.

Las fallas de la herramienta de registro están asociadas principalmente a interrupciones eléctricas, descarga de baterías y problemas en la señal (figura 12).

ACCIONES CORRECTIVAS Y PREVENTIVAS PARA REDUCIR EL NPT

A continuación se presentan las acciones correctivas, preventivas y aspectos que hay que tener en cuenta para reducir el NPT en las categorías identificadas.

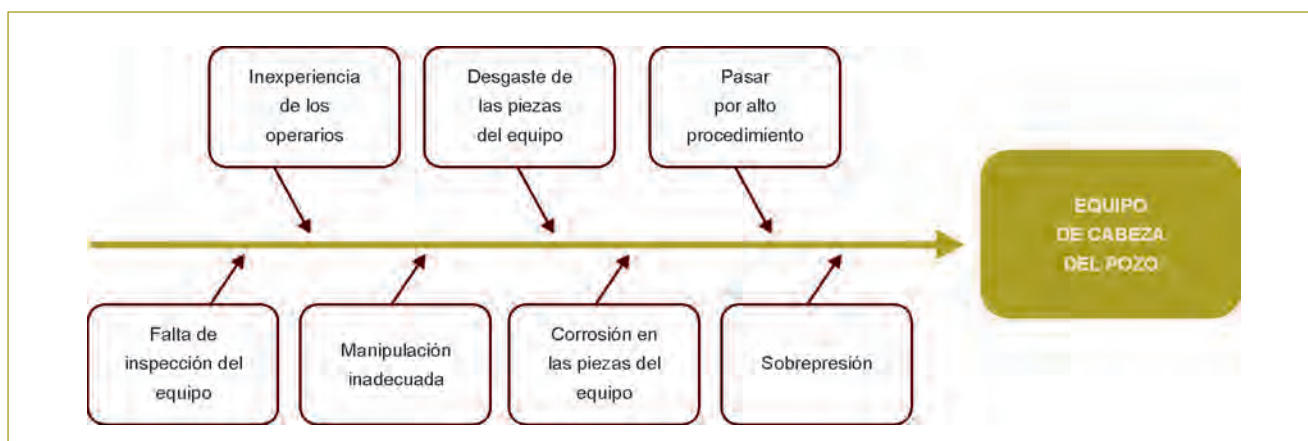


Figura 11. Principales causas por las cuales falla el equipo de cabeza del pozo.

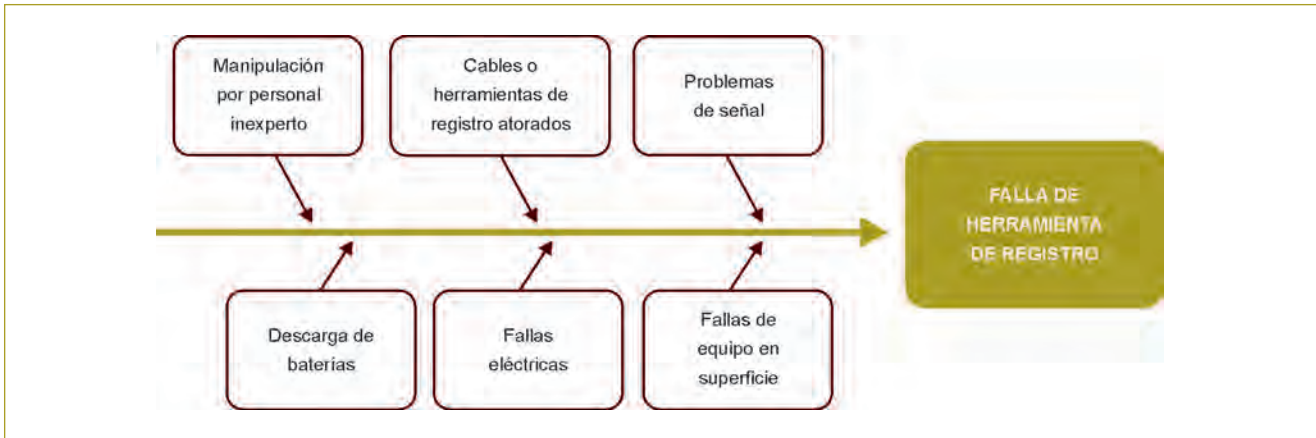


Figura 12. Principales causas por las cuales falla la herramienta de registro.

Tubería de revestimiento

- Revisar periódicamente los pines y cajas de las tuberías con el fin de determinar su desgaste.
- Mantener los pines y cajas de la tubería de acuerdo con las especificaciones del fabricante.
- Mantener limpios los tubos y roscas, y protegidos con los lubricantes adecuados.

Error humano

- Definir e implementar el plan de comunicaciones.
- Definir e implementar el plan de entrenamiento y capacitación para los trabajadores.
- Definir e implementar un programa de inducción que contenga los aspectos necesarios para garantizar una operación correcta y segura, y que permita a los trabajadores integrarse exitosamente y con rapidez a sus labores.
- Documentar e implementar un manual de funciones y perfiles de cargos en el que se definan la educación, formación, habilidades y experiencia para cada cargo, así como las jornadas de trabajo y horas de descanso respectivas.
- Supervisar constantemente al personal.
- Brindar al personal jornadas de comunicación y socialización de los procedimientos y del manejo adecuado de los cambios a éstos.

Falla de herramientas

- Acciones para reducir las vibraciones del fondo.

- Verificar y realizar pruebas a los sensores antes de su instalación.
- Verificar la carga de las baterías del MWD antes de su instalación.

Tubería de perforación

- Crear y mantener un control adecuado a las inspecciones realizadas a los equipos y herramientas –incluyendo la tubería de perforación–, con especial importancia para la sarta de perforación.
- Realizar el torque según las especificaciones técnicas documentadas en la hoja de vida del equipo, de modo que se eviten daños en pines y cajas de la tubería.
- Mantener la tubería con grasa en las conexiones y protectores en los pies y cajas.

Ensamblaje de fondo Bottom Hole Assembly

- Verificar y certificar las herramientas que garantizan el correcto ensamble de fondo.
- Supervisar a los contratistas durante las labores de ensamble.
- Revisar el estado de corrosión de las herramientas y ensambles.
- Contar siempre con la presencia del especialista en el momento en el que se operen las herramientas.

Procedimientos

- Crear programas de motivación y desarrollo del espíritu de equipo, de modo que los trabajadores se identifiquen con los objetivos y aumente el sentido de pertenencia con la organización.
- Crear planes de incentivos para el personal.
- Involucrar al personal en la redacción de los procedimientos.
- Comunicar al personal los objetivos que se persiguen en cada una de las etapas del proceso.
- Organizar actividades que promuevan la seguridad (HSE).
- Revisar y actualizar los procedimientos actuales.
- Certificar que los procedimientos cuentan con los puntos de control de calidad necesarios para garantizar la seguridad y correcto funcionamiento de los equipos y herramientas, así como el éxito en el objetivo de perforación.

Falla de motor (BHA)

- Armar el equipo BHA según las especificaciones y procedimientos establecidos.
- Definir una hoja de vida para cada una de las herramientas, equipos y motores, en la que se documentarán sus especificaciones y tolerancias. Incluir en las especificaciones las normas aplicables (API, por ejemplo).
- Crear un programa de capacitación y formación para el correcto uso de las herramientas, equipos y motores.

Sistema de circulación de lodos

- Crear y comunicar el programa de mantenimiento correctivo y preventivo al personal responsable de la limpieza y mantenimiento de los equipos y herramientas.
- Crear y comunicar el programa de mantenimiento correctivo y preventivo al personal responsable de la limpieza y mantenimiento de los equipos y herramientas.

Fallas de registro Wireline

- Revisar y mejorar el procedimiento de toma de muestras.

- Revisar y mejorar los procedimientos de mejora continua.
- Definir y comunicar la frecuencia de monitoreo para las fases de la perforación.

Equipo de cabeza del pozo

- Documentar e implementar un manual de funciones y perfiles de cargos en el que se definan la educación, formación, habilidades y experiencia para cada cargo, así como las jornadas de trabajo y horas de descanso respectivas.
- Crear y comunicar el programa de mantenimiento correctivo y preventivo al personal responsable de la limpieza y mantenimiento de los equipos y herramientas.
- Definir e implementar el plan de entrenamiento y capacitación para los trabajadores.

Herramienta de registro

- Proveer un sistema de respaldo para las interrupciones eléctricas.
- Verificar el tiempo de carga disponible para la herramienta antes de iniciar la operación.
- Inspeccionar, verificar y sincronizar los equipos y herramientas antes de iniciar la operación y al finalizar la jornada.
- Definir y comunicar el programa de inspección, verificación, sincronización y calibración de equipos.
- Disponer de personal con el perfil adecuado para realizar las verificaciones y calibraciones de equipos que lo requieran.
- Almacenar y difundir las lecciones aprendidas, de modo que sirvan al mejoramiento continuo de los procesos.
- Mantener en los puntos de uso (al alcance de todo el personal que lo requiera) los procedimientos, guías e instrucciones necesarios para garantizar una correcta operación.
- Llevar un registro de los problemas que se presenten durante la operación, así como de las sugerencias del personal, de modo que éstos puedan discutirse en el comité de mejoramiento y se puedan transformar en lecciones aprendidas.
- Crear y mantener un plan de gestión de riesgos actualizado, al igual que los planes de contingencia

necesarios como respuesta a los riesgos que se puedan correr durante la perforación.

CONCLUSIONES

En este estudio se recopilan y analizan los problemas que se presentan durante la perforación exploratoria de pozos petrolíferos en Colombia, de modo que se puedan proponer acciones correctivas y preventivas para la reducción del tiempo no productivo, que afecta el cumplimiento de los objetivos gerenciales del proyecto (alcance, tiempo y costo). Del resultado de este análisis se concluye que:

- Debido a la complejidad geológica que se presenta en las regiones del territorio colombiano para perforar y alcanzar el objetivo del pozo o yacimiento, es necesario hacer una planeación completa y estructurada que incluya el análisis de las lecciones aprendidas de pozos ya perforados, de modo que no se cometan los mismos errores del pasado.
- La mayor cantidad de errores evidenciados se debe principalmente a errores humanos, lo que evidencia la necesidad de mejorar las capacidades de este valioso recurso. Hay que fortalecer el perfil (educación, formación, habilidades y experiencia) de todas las personas involucradas en la operación, mediante la implementación de un programa de mejoramiento continuo.
- Involucrar y motivar al personal ayudará a reducir los errores humanos y, por tanto, mejorará la integridad del pozo y el cumplimiento de los objetivos gerenciales.
- Se requiere crear e implementar un Sistema de Gestión de la Calidad (SGC) que permita, entre otras mejoras, las siguientes:
 - Crear un plan de inducción, capacitación y entrenamiento al personal nuevo y antiguo, así como un programa de motivación y construcción del trabajo en equipo.
 - Crear procedimientos para implementar acciones correctivas y preventivas, así como planes de respuesta a riesgos.
 - Crear e implementar procedimientos para inspeccionar los equipos y hacer auditoría a los trabajos realizados, con el fin de crear cultura de mejoramiento continuo.

- Revisar, actualizar y mejorar los procedimientos, definiendo el sistema de control de cambios a documentos y registros.
- Registrar y compartir los eventos, problemas y sugerencias con los demás equipos de perforación a modo de lecciones aprendidas, que a su vez ayudan a reducir errores y fallas, y por ende disminuyen también el NPT que pueda presentarse.
- Permitir el seguimiento y control a las actividades de perforación a través de un conjunto de métricas que ayuden a tomar decisiones oportunas y acertadas.

Para más información consultar Alcalde, J. C., Cáceres Ríos, A., Muñoz, C.L. & Suárez Velásquez, M. (2012, mayo). Elaboración de una guía metodológica para la gestión de la calidad de proyectos de perforación de pozos petroleros en Colombia. Trabajo de grado. Especialización en Desarrollo y Gerencia Integral de Proyectos. Unidad de Proyectos. Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.

REFERENCIAS

1. Azcona, J. P. (2012). La exploración petrolera [consultado 09 dic. 2012]. Disponible en <http://encontrarte.aporrea.org/media/56/la%20exploracion.pdf>.
2. Acosta, W. O. & Salazar, B. (2007). Optimización de procedimientos de inspección para tubería de perforación (*Drill pipe*), tubería de producción (*Tubing*) y tubería de revestimiento (*Casing*) de pozos petroleros utilizando no destructivos. Quito, pp. 40-41 [consultado 15 dic. 2011]. Disponible en <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/751>.
3. Agencia Central de Inteligencia (CIA) (2011). *The Factbook* (Libro Mundial de Hechos). ISSN 1553-8133.
4. González Posso, C. (2011). *Petróleo y transformación de conflictos*. Indepaz, ISSN 1909-0900.
5. Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) (2012). Sector petrolero le apuesta a un crecimiento de entre el 9 y el 12 %. Con acceso 6 de febrero de 2013. <http://www.elpais.com.co/elpais/colombia/noticias/preve-aumento-hasta-30-produccion-petrolera>
6. Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) (2012, junio). Informe estadístico petrolero 2011. Bogotá <http://www.acp.com.co/>.
7. Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) (2013, marzo). Informe estadístico petrolero 2012. <http://www.acp.com.co/>.
8. Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC) (2005). Manejo de materiales (tuberías de perforación) [consultado 15 dic. 2011]. Disponible en http://www.iadc.org/alerts/2005_Alerts/2005%20Spanish/spsa%2005-14.pdf.
9. Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC) (2005). Uso indebido de herramientas de mano [consultado 15 dic. 2011]. Disponible en http://www.iadc.org/alerts/1998_Alerts/Spanish%20Safety%20Alerts/spsa98-11.pdf.

10. Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI) (2013). Colombia: Balance 2012 y perspectivas 2013. <http://www.andi.com.co/>. Bogotá, diciembre 2012.
11. Cavo Drilling Motors (2011). *Manual de Operación del Motor*. 4.ª ed. Houston, p. 32 [consultado 29 dic. 2011]. Disponible en http://www.cavodm.com/Manual_de_Operaciones.pdf.
12. Ceballos, N. (2010). Análisis Comparativo de la Obtención de Registros Eléctricos en Tiempo Real (Lwd) entre Herramientas Acimutales y Convencionales para El Geoposicionamiento de Pozos Direccionales de Alto Angulo y Horizontales. Quito, Ecuador, 2010, p. 67. Trabajo de Grado (Ingeniería de Petróleos). Facultad de Ingeniería en Geología Petróleos. Escuela Politécnica Nacional. [en línea]. [consultado 29 dic. 2011] Disponible en «<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2548/1/CD-3228.pdf>».
13. Control de Pozos (2009). [consultado 03 ene. 2012] Disponible en «<http://achjij.blogspot.com/2009/06/control-de-pozos.html>».
14. Ecopetrol (2011). Exploración [consultado 11 nov. 2011] Disponible en: «<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoymundo/exploracion2.htm>».
15. Ecopetrol. Exploración. (2011). [consultado 11 nov. 2011] Disponible en: «<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoymundo/exploracion3.htm>».
16. Ecopetrol (2013). El petróleo y su mundo: perforación exploratoria. <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoymundo/perforacion-exploratoria3.htm> con acceso: 21 de Junio de 2013.
17. González Posso, C. (2011). Petróleo y transformación de conflictos. Indepaz, ISSN 1909-0900.
18. HDMI (2011). Repositorio Bogotá.
19. Infopetroleo.com (2011). Información Técnica del Petróleo. [consultado 15 dic. 2011] Disponible en «http://www.infopetroleo.com/index.php?option=com_content&task=view&id=4&Itemid=1».
20. International Association Of Drilling Contractor, [en línea]. [consultado 15 dic. 2011] Disponible en «http://www.iadc.org/alerts/2001_Alerts/2001%20Spanish%20Alerts/spsa01-45.pdf».
21. International Association Of Drilling Contractor. [en línea]. [consultado 15 dic. 2011] Disponible en «http://www.iadc.org/alerts/2003_Alerts/2003%20Spanish%20Alerts/spsa%2003-36.pdf».
22. Korin, I., Morris, W., Gómez, M., Achem, H., Rodríguez, J. y Oroná, J. (San Antonio Internacional) (2011). Desarrollo e implementación de un Sensor de Vibraciones para sartas de perforación (Desarrollo & Tecnología). 29 de diciembre de 2011. Disponible en «<http://www.iapg.org.ar/seccionalsur/Desarrollo.pdf>».
23. Méndez, D., Santiago, L., Fela, F. (2007). Análisis de Falla de un "Bearing Mandrel" Durante la Perforación de un Pozo. Fundación Instituto Zuliano de Investigaciones Tecnológicas. Estado Zulia, Venezuela. Cusco-Perú. [consultado 29 dic. 2011] Disponible en «<http://www.ciasem.com/PSD/Cusco2007/imagenes-1/P176%20David%20Mendez.pdf>».
24. Portafolio (2013). Las 1001 compañías del año en Colombia. Revista Portafolio, Mayo –Junio de 2013, edición No. 6. ISSN 2256-425X.
25. Portafolio.com (2012). Utilidades de Pacific Rubiales crecieron 109% en el 2011. Tomado de: <http://www.portafolio.co/negocios/utilidades-pacific-rubiales-crecieron-109-el-2011> <http://www.portafolio.co/negocios/utilidades-pacific-rubiales-crecieron-109-el-2011> con acceso el 18 de Abril de 2013.
26. Rasmussen, Duncan y Leplat (2001). La fiabilidad humana en la Gestión. En Paz Borroso. [consultado 29 dic. 2011] Disponible en «<http://www.unizar.es/aeipro/finder/PREVENCIÓN%20Y%20SEGURIDAD/EH01.htm>».
27. Toro Downhole Tools (2012). Toro Drilling Motor Handbook. Ed. 2012. p. 2. [consultado 29 dic. 2011] Disponible en «http://torotools.com/Toro_Drilling_Motor_Handbook.pdf».