

Campo Castilla 2010, Colombia: Un Ejemplo Exitoso de Optimización de las Operaciones de Perforación y Completamiento mediante estrategias de *management*.

MBA. Ing. Guden O. Silva, guden.silva@ecopetrol.com.co, Ingeniero de Perforación Campo Castilla, Ecopetrol, Bogotá; Ing. Oscar R. Silva, oscar.silva@ecopetrol.com.co, Líder de Perforación Campo Castilla, Ecopetrol, Bogotá, Colombia.

Copyright 2011, Ecopetrol, Campo Castilla

Este *paper* fue preparado para la presentación en el Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos Congreso Latinoamericano de Perforación, Buenos Aires 7 - 10 de agosto de 2012.

Los contenidos de este *paper*, como aquí son presentados, no han sido revisados por Ecopetrol. El material presentado no necesariamente refleja alguna posición de Ecopetrol, sus oficinas o miembros. La reproducción electrónica, distribución o almacenamiento de cualquier parte de este *paper* para propósitos comerciales, sin el consentimiento de sus autores está prohibido.

Resumen

Ecopetrol, Empresa Colombiana de Petróleos, con el objetivo de optimizar las operaciones de perforación y completamiento en el campo Castilla, diseñó varias estrategias de *management* que impactaron principalmente en 3 aspectos: las operaciones, las herramientas y el personal en general. Las estrategias fueron: gestión óptimamente medible; organización en función de ingeniería; una sola línea de comunicación; estrategias en función del límite técnico y éste en función de HSE, y visión a corto, mediano y largo plazo en perforación. La implementación del piloto de perforación y el piloto de completamiento duró dos meses, con objetivos claros y medibles, usando herramientas de evaluación, planeación, seguimiento y retroalimentación. Los tiempos de perforación y completamiento, y por lo tanto los costos, se redujeron hasta en un 36%. Después de un año, el campo Castilla 2010 es el modelo que Ecopetrol intenta implementar en el resto de campos que hacen parte del portafolio de la compañía.

Introducción

Nunca antes en la historia de Ecopetrol, se hizo una optimización de las operaciones de perforación y completamiento, que impactara en un porcentaje tan alto los AFES, y que generará ahorros por más de 50 millones de dólares en un año, en un campo de desarrollo.

¿Cómo se logró dicha optimización? Este documento explora dos aspectos de vital importancia para que dicha optimización se cumpliera a cabalidad. El primero es la evaluación inicial de las operaciones de perforación y completamiento del campo. El segundo tiene que ver con la implementación de métodos y procesos operacionales y de *management*, para impactar en los aspectos deficientes encontrados en la evaluación.

Respecto a la evaluación del estado actual (a fecha de mayo de 2010) se trazaron los siguientes objetivos específicos: evaluar estado actual de las operaciones de perforación del campo mediante indicadores de gestión; evaluar procesos y operaciones actuales; evaluar relevancia de procesos y procedimientos actuales; evaluar NPTs actuales; identificar tiempos invisibles; evaluar características del campo, como tendencias de construcción direccional natural, zonas de pérdidas, zonas de fallas geológicas, influjos naturales, profundidades, gradientes de fractura, geomecánica, azimut favorable de perforación, entre otros; evaluar los roles y responsabilidades del personal involucrado; Evaluar tecnologías existentes.

Respecto a la implementación para la optimización, se trazaron los siguientes objetivos específicos: redefinir operaciones y procesos según relevancia encontrada; hacer guía paso a paso de las operaciones y los procesos, y sus respectivos tiempos (DWOP y CWOP); reducir NPTs; hacer un nuevo *manpower plan*; redefinir roles y responsabilidades del personal; planear clúster y pozo en avance; planear campaña en avance; mejorar la comunicación entre todas las personas involucradas en la cadena de perforación y completamiento; planear las tecnologías a aplicar bajo un esquema técnico riguroso y de ingeniería.

Para lograr estos objetivos, Ecopetrol – Castilla, con un excelente liderazgo en *management*, estableció un mejoramiento continuo en la calidad de los pozos, mejoró su desempeño en perforación y completamiento, y mejoró su desempeño en HSE.

Estrategia de gestión óptimamente medible

Antes de comenzar cualquier implementación, el nuevo líder fijó una conducta de medición de la situación actual. Fue como tomarle una foto al entorno, los procesos y los resultados del campo. Los objetivos de esta estrategia fueron: en primer lugar, encontrar los puntos más importantes donde se debía impactar las decisiones de implementación; en segundo lugar, verificar y complementar la información de mediciones anteriores, y en tercer lugar, garantizar los resultados de la medición posterior a la implementación. El líder identificó que otros colegas, de otros campos, a pesar que hacían buenas gestiones, no se les facilitaba mostrarlas, ni validarlas adecuadamente.

Durante la medición, se incluyeron nuevos indicadores y nuevas metodologías como por ejemplo la matriz Boston para la clasificación de NPTs por severidad y frecuencia. Estas metodologías no solo daban parte del momento inicial del proceso, sino con el tiempo, se convirtieron en herramientas de seguimiento y control constante.

Gestión habitual del campo

La evaluación inicial se enfocó en cuatro aspectos principalmente: indicadores de gestión, tiempos a optimizar, recurso humano y características del campo.

Los principales indicadores para evaluar la gestión del campo fueron: tiempos operacionales; porcentaje de eficiencia según plan de negocios; indicador de velocidad (días/1000 pies); indicador de costo por pie (\$US/pie); matriz de incidentes de

HSE; ROP promedio. La matriz de *Boston Consulting Group* sirvió para identificar NPTS, su severidad y su frecuencia. La matriz RASCI identificó cargos, roles y responsabilidades del personal actual involucrado en las operaciones de perforación y completamiento. Para la identificación de características del campo se usaron las siguientes herramientas: mapa de pérdidas e influjos de Castilla Norte y Sur; mapa geológico de la formación de interés, para identificar profundidades, fallas, buzamiento de capas, áreas de drenaje de pozos perforados; análisis existente de geo mecánica.

Resultados de la evaluación

Más que datos arrojados por las herramientas antes mencionadas, básicamente se encontró una forma centralizada de *management*, en donde la ingeniería del pozo era aplicada desde una central que atendía varios campos al mismo tiempo. Tal vez, esta estrategia podría haber funcionado en una operación estable, pero en una actividad como la de Ecopetrol, cuya meta de crecimiento en producción para el año 2010 era del 12% con respecto al año anterior, era imposible. Hubo crecimiento en todas las áreas de la empresa: exploración, producción, exportación y reservas probadas. Tanto fue así, que produciendo 579.500 Bped en diciembre de 2010, la meta del Grupo Empresarial era producir un millón de barriles de crudo y gas para el 2015.

La ingeniería de los pozos, al igual que la del campo, no se personalizó, y gran parte de los problemas particulares eran abordados con soluciones generales. La planeación del pozo también era general. No abordaba detalles particulares del pozo, como por ejemplo tendencias naturales de construcción vs BHA vs DLS vs *Vertical section*.

El mismo programa de perforación era un documento tipo tesis, de casi 80 hojas, tan dispendioso de leer como de cargar, en el cual no se evidenciaba detalle en las operaciones. La mayoría de las veces el documento se hacía para cuatro o más pozos componentes de un clúster, con el objetivo de obtener permisos anticipados para perforar ante el ente gubernamental. El tiempo que comprendía entre la fecha en que se hacía el documento y la fecha en que se perforaba el pozo, iba desde un mes hasta cuatro o cinco meses.

En cuanto a los roles y responsabilidades, se encontró que los ingenieros de operaciones, encargados directamente de la perforación del pozo, dedicaban la mayoría de su tiempo a labores de *supply chain management*, y una pequeña parte a la ingeniería, la planeación y el seguimiento del pozo. Esto hacía que muchas de las decisiones de perforación fueran asumidas al vuelo por el Company man y su respectiva buena, regular o mala experticia. El Company man no tenía una directriz específica para resolver los problemas ni un programa detallado que cerrara la brecha de la improvisación. De la misma forma, las compañías contratistas hacían cambios a sus propuestas de ingeniería, sin el control estricto de Ecopetrol. Debido a la mecánica post evento, el líder del campo gastaba gran parte de su tiempo resolviendo problemas de NPTS adjudicados a compañías contratistas. Los asesores en ingeniería (expertos en perforación direccional, cementación, lodos, liner hanger, control de sólidos, y demás líneas) atendían requerimientos de varios campos al mismo tiempo, y dentro del mismo campo, a varios pozos. Esto no permitía un seguimiento directo a cada pozo y por lo tanto no había responsabilidad sobre la ingeniería de cada pozo.

La ingeniería de optimización tenía un enfoque para trabajar en función de macro-proyectos. No ayudaba a resolver problemas inmediatos particulares propios de la diaria perforación.

Al igual que los temas de perforación, la responsabilidad de HSE la tenía la persona encargada en cada taladro, con la supervisión del Company man. Había una centralización de las acciones que dificultaba el impacto inmediato de ideas, actividades, campañas y demás acciones para mejorar el HSE.

El análisis de ingeniería se convirtió en un ejercicio post evento. Se comentaba la lección aprendida, pero no se ahondaba en el detalle de la planeación. Muchas de las operaciones llevaban la inercia de gestiones anteriores, pero su existencia no era evaluada con ingeniería.

Repúblicas independientes.

Se encontró también, un set de repúblicas independientes trabajando para sus propios intereses. Logística, yacimientos, perforación y producción eran áreas que trabajaban sin metas comunes. Cada una descargaba sus responsabilidades en las demás, y velaba por sus propios resultados. Esto generaba problemas de comunicación que redundaban al final en pérdida de tiempo de perforación.

Según el líder de perforación Oscar Silva, el cual trabajó en la empresa cinco años atrás: “las cosas no han cambiado en todo este tiempo desde que dejé la compañía. Cuando llegué, lo único que pude observar fue una gestión habitual del campo, parece que el tiempo se hubiera detenido en estos cinco años”.

Puntualmente, e inicialmente se identificaron los siguientes aspectos para ser mejorados, replanteados, sustituidos o eliminados: gestión tardía de los permisos gubernamentales para poder perforar, lo cual en algunos casos retrasaba el inicio de la perforación generando sobrecostos de *standby*; problemas recurrentes en el *topdrive*; se encontró innecesario el viaje de acondicionamiento en primera sección de 17 ½” antes de bajar revestimiento de 13 3/8”; se encontró innecesario la cementación con *stinger*, lo cual necesitaba un viaje adicional de tubería hasta el zapato; el uso de *baseplates* para control de influjos era contraproducente por inconvenientes en la centralización de la tubería; el lodo tenía problemas, pues había taponamiento de flowline y los viajes eran tortuosos; habían malas y no estandarizadas prácticas operacionales en cuanto a perforación, viajes, repasadas, cementación, bajada de revestimiento; el porcentaje de *sliding* era del 20 al 25 %; la mayoría de los pozos tenían secciones negativas o *nudges* debido al incremento del ángulo de llegada al target exigido por yacimientos; herramientas como los motores no eran de última generación; se encontró innecesario viaje de acondicionamiento en sección de 121/4”, antes de bajar revestimiento de 95/8”; se encontró innecesario el viaje de acondicionamiento antes de bajar liner de 7” en pozos de inclinación menor a 65 grados; habían problemas con el *runlife* de las bombas electro sumergibles, así como demoras en algunos casos de hasta 3 y 4 días.

Estrategia de organización en función de ingeniería

Aunque el líder de perforación contrató nuevo personal para optimización, mantuvo la misma estructura organizacional en los taladros. Sin embargo, reorganizó en función de ingeniería, los roles y responsabilidades de todos los cargos bajo su mando.

El cambio más importante tuvo lugar, en el ingeniero de operaciones de cada taladro (en oficina) al cual le llamó ingeniero de perforación. Lo hizo responsable directo tanto de la planeación, como del seguimiento de las operaciones del pozo, y por supuesto de los resultados obtenidos. Algunos deberes del ingeniero de operaciones, los cuales comprendían la logística de herramientas y personal, los descargó en el ingeniero asistente de Company man en pozo, y otros los delegó al nuevo personal de optimización. De esta manera el ingeniero de operaciones (perforación) se dedicaba exclusivamente a lo que tenía que ver con su taladro y con el pozo que estaba perforando.

El Company man, encargado de las operaciones del taladro en campo, mantuvo sus normales deberes, pero debía hacer seguimiento estricto a un plan previamente establecido por los ingenieros de perforación. Si ellos querían salirse del plan, tenían que llamar al centro de operaciones en Bogotá (capital de Colombia, a 200 Kms al occidente del campo Castilla) y hacer su justificación basada en una sustentación de ingeniería. También debían reportar la justificación de la diferencia en tiempo de las operaciones, bien fuera positiva o negativa.

Cada línea contratista debía enviar sus productos de ingeniería con anticipación, para ser revisados por el ingeniero de perforación.

Contrató 7 ingenieros de optimización, que se dedicaban a tareas de soporte específicas, como llevar control de NPTs; mapas de viajes; mapas de pérdidas de fluido; actualización de operaciones (DWOP); implementación de nuevas tecnologías; completamiento; indicadores diarios; bases de diseño; pozos horizontales; pozos de avanzada; definición de coordenadas para campaña en avance; control de costos, entre otras actividades cuyo objetivo era ayudar a optimizar la operación.

Para definir y ajustar los programas de perforación, se debía hacer una reunión con los contratistas y asesores, donde se acordaba la nueva estrategia a seguir. Ningún cambio en el plan podía llevarse a cabo, sin el consentimiento del líder de perforación, o del ingeniero de perforación, quien al final respondía por cualquier violación al plan.

Resistencia al cambio

Uno de los principales inconvenientes que se evidenciaron al comienzo de la implementación del piloto de perforación fue la desconfianza en los resultados por parte de los Company man. Personas que tenían más de 20 años de experiencia en operaciones de perforación en campo sentían apatía por seguir órdenes producto de un plan. Tampoco aprobaban la supervisión del ingeniero de operaciones con menos experiencia que ellos.

Poco a poco, y a medida que los resultados positivos se fueron dando, los Company man con más experiencia comenzaron a ser menos reactivos y más proactivos con las directrices de Bogotá.

Para reducir esta resistencia, se les dio participación activa en la elaboración de DWOPs y en la estandarización de las operaciones. Adicionalmente, para el seguimiento y control, las lecciones aprendidas que ellos sugerían, se retroalimentaban y validaban en el DWOP para el siguiente pozo.

Estrategia de una sola línea de comunicación

Responsabilidad expresa

Muchos de los problemas existentes en toda la cadena de valor concerniente a perforación y completamiento, se debieron a la falta de responsabilidad expresa. Ya que la mayor parte del AFE del pozo correspondía a gastos de perforación y completamiento, se acordó con yacimientos, logística, producción y proyectos, que el directo responsable de toda la operación debía ser perforación. Esto quería decir que cada una de las propuestas de las demás áreas, debía ser estudiada y validada por perforación. Con esta estrategia se obligó a cada una de las áreas a trabajar en pro de optimizar la operación de perforación y no al contrario. Inclusive el área de yacimientos, cuyo objetivo original es procurar la mayor producción de petróleo en cada pozo, también se alineó con perforación, porque entendió que para llegar a lograr sus objetivos, tenía que verificar la viabilidad de sus planes con el área de perforación. Como producción estaba a cargo de las operaciones de completamiento, se propuso una operación piloto, en la cual el área de perforación se hacía cargo totalmente de las operaciones de completamiento.

De igual manera, en todo el proceso de perforación, desde la consecución de predios para ubicar las coordenadas de superficie hasta la conexión del pozo a producción, debía seguir los lineamientos del área de perforación.

Dos objetivos: seguir el plan y estandarizar operaciones

Para asegurar los procesos de comunicación, se implementaron herramientas usando todos los canales existentes. La comunicación escrita fue fundamental, pero fue reforzada por comunicación audiovisual y teleconferencia. Más que los medios, lo importante del proceso era el mensaje: “seguir el plan”.

Dentro de la comunicación escrita, se crearon las siguientes herramientas: Anexo de ingeniería, DWOP, CWOP, y 24 hrs *lookahead*. Dentro de la comunicación audiovisual se creó la videoconferencia diaria a las 4 de la tarde; reunión semanal de proyectos; workshop mensual de lecciones aprendidas y NPTs; y *prespu*d presencial en pozo. Esto sin contar la llamada diaria en la mañana y en la tarde, que el Company man debía hacer al líder de perforación para reportar el estado de los pozos, y las continuas llamadas entre el ingeniero de perforación y el Company man.

El anexo de ingeniería reemplazó el dispendioso e improductivo programa de perforación. En menos de 20 hojas se resumían los datos principales del pozo a perforar: perfiles direccionales, estado mecánico, datos de coordenadas, datos de cementación, datos de los fluidos de perforación, BHAs programados, brocas, TFAS, programa de pruebas, viajes a realizar, características del diseño de revestimiento, información del cabezal, información de las preventoras, programa de registros y AFE. El anexo de ingeniería solo admitía cambios, previo acuerdo y supervisión del líder de perforación. Si se hacía algún cambio, proveniente de las compañías contratistas o del Company man, y no se notificaba, la responsabilidad caía sobre la respectiva fuente de cambio.

El DWOP (*drill well on paper*) garantizaba el detalle de cada operación, sus parámetros, sus tiempos y las lecciones aprendidas. Cada Company man debía seguir estas prácticas operacionales, y el ingeniero de perforación debía asegurar el cumplimiento de las mismas. Inicialmente, mientras los Company man se adaptaban al documento, hubo muchos errores operacionales por desconocimiento, pero con el tiempo las prácticas operacionales se fueron retroalimentando entre

companies, cuadrillas de perforación e ingenieros de perforación, hasta que se fue creando una curva de aprendizaje. Este documento no se hizo al capricho del líder de perforación, ni del ingeniero de perforación, o asesor de ingeniería. Fue un trabajo arduo que se logró producto de talleres con la participación de todos los involucrados en la operación.

De la misma forma que el DWOP, el CWOP (*Completion well on paper*) garantizó el éxito en las operaciones de completamiento.

Otro documento escrito útil para el seguimiento de los pozos fue el *24 hrs. lookahead*. Allí, el Company man plasmaba la proyección a 24 horas de las operaciones. También se daba información de la situación actual, parámetros, comparación de tiempos con el límite técnico, información de HSE, logística y mantenimiento del taladro. De esta manera, el Company man tenía control sobre los tiempos de las operaciones, evitando lasitud, pero sobretodo, planeando requerimientos y detalles de la siguiente operación. A la par del *24 hrs lookahead*, se creó la video llamada, en la cual, el personal en las oficinas de Bogotá, estaba en teleconferencia con los seis taladros de perforación. A las 4 de la tarde, cada *Company man* de cada taladro daba su reporte y los demás lo escuchaban. De esta manera, la información se compartía y las lecciones aprendidas se retroalimentaban inmediatamente a los demás. Si alguien tenía algo que aportar al respecto, lo podía hacer a través de la misma llamada.

3 reuniones imprescindibles

Dentro del proceso de comunicación hubo 3 reuniones que nunca se dejaron de hacer: reunión semanal con el área de yacimientos, proyectos, producción y logística; reunión mensual de lecciones aprendidas y NPTS, y *prespu* en pozo. La reunión de varias áreas sirvió para llegar a acuerdos entre las partes. Aquí se acordaban temas diversos como por ejemplo: nuevos requerimientos de yacimientos para toma de registros; requerimientos de mayor inclinación al target; calidad en registros de adherencia del cemento; requerimientos de producción; planeación de pozo en avance, clúster en avance, campaña en avance; problemas con la comunidad; problemas de compra de predios y relocalización de coordenadas de superficie; problemas de logística en validación de topes de formaciones; entre muchos otros temas pertinentes.

La reunión mensual de lecciones aprendidas y NPTs tenía un solo lema: “qué se debe hacer para que el incidente no se repita”. Cada compañía debía presentar el análisis del incidente presentado, para encontrar las causas, pero sobre todo para exponer unas acciones a tomar que garantizaran que el incidente no se volviera a repetir. Esto creó la cultura de mejorar la calidad de las operaciones, aunque como lo dice el mismo líder de perforación: “Este es el mayor dolor de la gestión”.

El *prespu* en pozo, a diferencia de cómo se venía haciendo en oficina, tenía el único objetivo de llevar el mensaje directamente a los implicados en la operación. De esta manera, la información no se quedaba estancada en coordinadores de líneas o intermediarios. La interacción con el Company man permitía que salieran a relucir lecciones aprendidas adicionales que tal vez no se conocían.

Concepto de una sola comunidad de trabajo

Cada compañía contratista debía mantener constante el personal dentro del mismo campo, aunque no era necesario que se mantuviera en el mismo taladro de perforación. Personal nuevo

no podía encargarse de las operaciones, a menos que cumpliera un proceso de adaptabilidad y reconocimiento con el objeto de quedarse en campo.

De esta manera, la dinámica de perforación creada durante varios meses se podía garantizar y las lecciones aprendidas durante este tiempo no se perdían.

Estrategia de visión a corto, mediano y largo plazo

Al comenzar la implementación de la metodología Castilla 2010, muchos de los problemas que se presentaron durante la operación de perforación, tenían su causa en la planeación, como por ejemplo: construcción de secciones negativas y *nudges*; problemas de colisión entre pozos; desplazamientos muy cortos o muy largos para el ángulo de llegada al target; cambio súbito de ángulo de llegada al target; problemas de compra de predios para el clúster; problemas con paros ejercidos por la comunidad en ciertos sectores del campo; problemas de inundaciones sectoriales del campo; *standby* por no tener permiso gubernamental para perforar; etc.

Bajo el mismo concepto de planeación, el campo Castilla fijó la meta de pozo en avance (corto plazo), clúster en avance (mediano plazo) y campaña en avance (largo plazo). Mediante la planeación de pozo en avance, en el momento que comenzaba la perforación de un pozo, también comenzaba la planeación del siguiente. Esto permitía un tiempo prudencial para ajustar topes de formaciones, perfiles direccionales, BHAs, lecciones aprendidas, prácticas operacionales, parámetros y en general toda la programación del pozo.

De la misma forma, cuando comenzaba el primer pozo de un clúster, se planeaba el clúster siguiente, lo que involucraba compra de predios; ajuste de targets para optimizar planes direccionales; seguimiento a obras civiles para las locaciones; permisos al ente gubernamental, los cuales requerían de un mínimo de 30 días desde la radicación de los documentos; gestión con la comunidad, entre otros.

Planear la campaña del siguiente año, garantizaba la gestión de compra de predios; targets ajustados a las tendencias naturales de construcción del campo; planeación de las rutas de taladros; planeación de la contratación de nuevos taladros; planeación del ingreso de nuevas tecnologías; planeación de los requerimientos de yacimientos; etc.

En las tres visiones se procuró ir al detalle en la planeación.

Estrategias en función del límite técnico y este en función de HSE

Toda la implementación que se hizo en el Campo Castilla tuvo el objetivo final principal de reducir tiempos hasta el límite técnico. La estrategia de organización en función de ingeniería; la estrategia de una sola línea de comunicación, y la estrategia de visión a corto mediano y largo plazo, pretendían alcanzar los tiempos del límite técnico.

Operacionalmente, para alcanzar el límite técnico, se trabajó intensamente en tres aspectos:

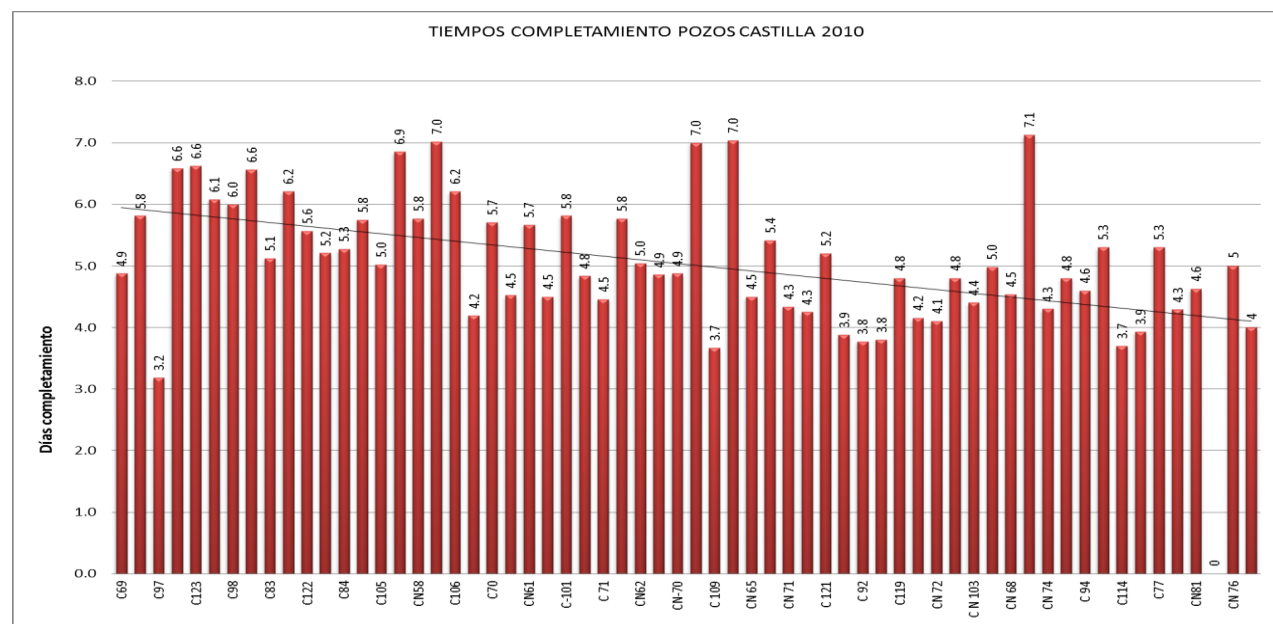
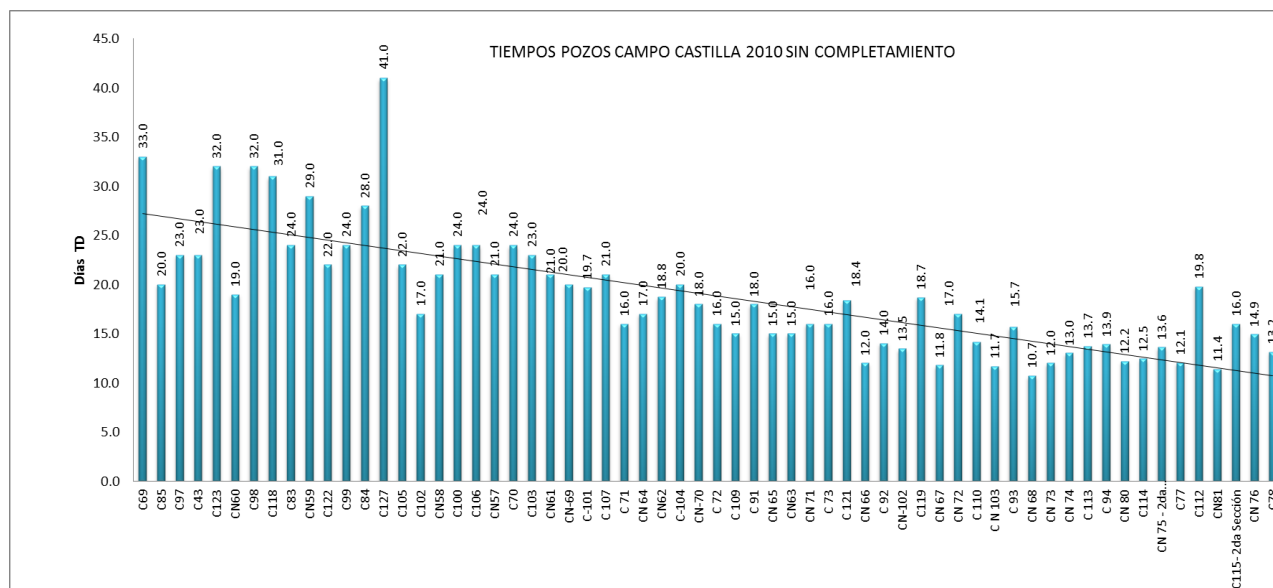
- Perfiles direccionales propuestos para disminuir el porcentaje de *sliding*, dependientes de las tendencias naturales de construcción, BHAs, desplazamiento del *target*, y ángulo de llegada al *target*.
- Herramientas de última generación como motores de alto desempeño y la inclusión de Vortex (PD + Motor) para la sección de 12 ¼”.

- Disminución de NPTs tanto de alta severidad como de alta frecuencia.

Uno de los principales objetivos que trazó el campo Castilla fue obtener un buen desempeño en HSE, mediante el uso del límite técnico. En contra de lo que muchos pensaron en un comienzo, el límite técnico tenía como meta no correr en las operaciones. El hecho de que una operación se retrasara no quería decir que se tenía que recuperar el tiempo en la siguiente. Cada operación tenía su tiempo medido de acuerdo a los promedios de tiempos de los pozos perforados, así como los del mejor pozo y un 20 % menos como meta para alcanzar.

Los tiempos totales de perforación y completamiento del campo Castilla para el 2010 se redujeron en un 32%, pasando de un promedio de 29 días a 20 días. El pozo más rápido se hizo en 16 días incluyendo completamiento. Los tiempos de completamiento se redujeron en un 40%, pasando de un promedio de 6.7 días a 3.7 días. El ahorro en costos fue de más de 50 millones de dólares para la campaña. El nivel de compromiso, conciencia y conocimientos en HSE subió en todos los niveles. La frecuencia de incidentes en HSE se mantuvo pese a que la operación del campo aumentó en horas hombre en un 50%.

Resultados



Conclusiones

- A pesar que la optimización se evidenció en las operaciones de perforación en campo, ninguna metodología se hubiera podido llevar a cabo sin el conocimiento, liderazgo y *management* del ingeniero líder, en oficina.
- El grado de optimización responde en la misma medida al nivel en que se encuentren los vacíos administrativos del campo.
- La implementación se convirtió más, en un estilo o metodología de trabajo de los participantes, que en una secuencia de pasos dentro de un proceso.
- La estrategia de una misma comunidad de trabajo impactó notablemente en el proceso de comunicación.
- Parecería que la estandarización fuera parte de la metodología usada para obtener los resultados, pero fue más bien una consecuencia del proceso.
- Ninguna estrategia hubiera dado los resultados esperados, sin estar bajo una estrategia de *management*.
- La estructura organizacional y los proceso de perforación de pozos de desarrollo de Ecopetrol de otros campos, están sujetos a ser reevaluados y optimizados.

Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition held in Kuala Lumpur, Malaysia, 13-15 September 2004.

Agradecimientos

Los autores agradecen a todo el grupo de ingeniería y optimización del campo Castilla por su soporte durante el desarrollo de la implementación, como en el proceso mismo de gestión de datos para este documento: Erika Pacheco, Andrea López, Mauricio Lagos, Julian Roa, Monica Real, Alexandra Molina, Edgar Amortegui, Paola Granados, Laura Ariza, Jose Luis Mondragón, Andrea Franco, Andrea Morales y Jaime Castellanos.

Referencias

1. Koos Koole: "Optimizing Drilling Performance in Salym --- The Best Of Russia Meets the Best of the West". Paper SPE 102162 presentado en el 2006 SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 3-6 Octubre 2006.
2. A.W. Lyoho, SPE, K.K. Millheim, SPE, B. K. Virginillo, SPE, A.R Adeleye, SPE: "Methodology and Benefits of a Drilling Analysis Paradigm", Anadarko Petroleum Corporation, and M.J. Crumrine, Consultant – CSIRO. Paper presentado en IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas, U.S.A., Marzo 2-4 2004.
3. Mckinze & Company, "Diagnóstico de Planeación y Manejo del Desempeño en Ecopetrol, 2010.
4. A.G. Kadaster, Amoco Production Co.; C.W. Townsend, Consultant; and E.K. Albaugh, Consultant, "Drilling Time Analysis: A Total quality Management Tool for Drilling in the 1990's", Presentado en la sesenta y siete Conferencia Tecnica Annual y Exhibición de la Sociedad de Ingenieros de Petróleos en Washington, D.C., Octubre 4-7, 1992.
5. V.Y. Lischuk, Sibneft, H.G. Aker, SPE and M.A. Bakici, SPE, Schlumberger. "Old Working Relationship Model Test in a New Location –Integrated Project Management in Western Siberia". Preparado para la presentación en la IADC/SPE Asia