

Identificando zonas de riesgo geomecánico en pozos complejos usando datos de perforación en tiempo real

John Byron Ángel Álvarez
jalvarez96@slb.com
Schlumberger

Gildardo Osorio Gallego
jgildardo@pluspetrol.net
Plus Petrol Norte. S.A.

Darwin Mateus Tarazona
Darwin.mateus@ecopetrol.com.co
César Augusto Ochoa
cesar.ochoa@ecopetrol.com.co
Instituto Colombiano del Petróleo. Ecopetrol S.A.

Información del artículo: recibido: junio de 2014-aceptado: noviembre de 2014

Resumen

Debido al alto impacto de los problemas de estabilidad de agujero en los tiempos no productivos (NPT) y por ende en el costo final de los proyectos, los problemas de inestabilidad geomecánica son uno de los más grandes desafíos en la industria del petróleo durante la perforación de un pozo. Este artículo presenta una innovadora metodología desarrollada entre la Universidad Nacional de Colombia sede Medellín y el Instituto Colombiano del Petróleo, para identificar durante perforación las áreas de alto riesgo geomecánico, a partir de la creación de una base de datos espacio-temporal construida con información convencional obtenida de las operaciones de perforación bajo un ambiente de tiempo real.

La base de datos en un formato espacio-temporal usando un software de diseño asistido por computador (CAD por sus siglas en inglés), permite identificar de una manera clara y oportuna las potenciales áreas de riesgo asociadas a eventos geomecánicos, y con esto establecer los procedimientos geomecánicos apropiados para mitigar o inclusive evitar los tiempos no productivos.

La metodología fue aplicada en un pozo exploratorio y siete pozos de desarrollo (seis de ellos direccionados y dos horizontales) en diferentes áreas de Colombia (Piedemonte Colombiano, Valle medio del Magdalena y otras). La implementación pudo hacerse en tiempo real y no implicó costos adicionales. Esta permitió optimizar las operaciones de viajes de BHA y corridas de revestimiento, con una significativa reducción del tiempo requerido al perforar pozos similares. Además fue posible identificar y establecer la causa raíz de potenciales problemas que podrían generarse relacionados con eventos geomecánicos o geométricos.

Una vez que el flujo de trabajo fue establecido, se automatizó en una rutina de programación, y con esto se optimizaron los tiempos para la fácil y rápida visualización e interpretación de las condiciones del agujero, con el fin ayudar a tomar las decisiones apropiadas para la operación en el corto plazo y así garantizar operaciones exitosas.

Palabras clave: Tiempo real, geomecánica, perforación, riesgo.

Finding geomechanics risk zones in complex wells using real time drilling operations data

Abstract

Due to the high impact of stability problems in non-productive time (NPT) and thus on the project budget, Geomechanical instability problems are one of the greatest challenges on the oil industry while drilling a well. This paper presents an innovative methodology developed by Ecopetrol ICP and Universidad Nacional de Colombia Sede Medellin, to identify high-risk areas while drilling, in order to create a time-space database using conventional data, obtained from drilling operations under a real-time environment.

The database in a time-space format, using a Computer-aided design software (CAD), allows to identify areas of potential risk for geomechanics related events in a clear and timely manner, in order that operational procedures can be defined to mitigate the impact, or even avoid NPT.

The methodology was applied in one exploration and seven develop wells (six of them were deviated, and two vertical) in different areas of Colombia (Colombian Foothills, Magdalena Medium Valley and others). The implementation could be done in real time and did not involve additional cost. This allowed optimizing operations such as: BHA Trips and casing run with a significant reduction of time required to drill similar wells. Also it was possible identify and establish the root cause of potential problems expected related to Geomechanics or Geometrical issues.

Once the workflow was put in place, was automated in a software routine that allows an easy and quick visualization and interpretation of borehole conditions, with the purpose to support the right decisions in short time and guarantee successful operations.

Keywords: Real time, geomechanics, drilling, risk.

Introducción

La perforación de pozos petroleros es una actividad de gran complejidad, la cual actualmente se está viendo enfrentada a condiciones y ambientes con mayores desafíos, los cuales aumentan el nivel de riesgo, lo que finalmente requiere que se lleven a cabo operaciones más eficientes y orientadas al comportamiento real del pozo, con el fin de minimizar los "Non Productive Time" (NPT) generados durante la perforación de un pozo y evitar excesivos sobrecostos en el presupuesto final de los proyectos.

Los agentes generadores de NPT se pueden dividir en dos grupos principales:

1. Fallas del taladro y equipos
2. Problemas de estabilidad de pozo

En este artículo se plantea una metodología desarrollada para identificar de manera precisa y oportuna las zonas de

riesgo asociadas a problemas de estabilidad de agujero, utilizando la información convencional de las operaciones diarias de perforación, dándole una especial atención al comportamiento de los viajes de tubería. Todo esto bajo un ambiente de tiempo real.

Desarrollo del tema

Definición de la metodología

Las herramientas con las cuales actualmente cuenta la industria petrolera para minimizar el impacto de los problemas relacionados con la estabilidad del agujero durante la perforación de pozos, se pueden clasificar en dos grupos principales dependiendo de la etapa de implementación, estos son: preventivas (durante la planeación) y correctivas, (durante su ejecución).

En términos generales la fortaleza de las herramientas preventivas radica en el hecho de poseer suficiente

información de pozos de correlación, y utilizar esta información para predecir comportamientos similares en el pozo que va a ser perforado, y así planear de manera anticipada todo aquello que sea necesario para mitigar el riesgo identificado.

Por otro lado, las herramientas correctivas son aquellas que se llevan a cabo en el ambiente de TIEMPO REAL y permiten ir adaptando las operaciones a las condiciones reales que va presentando el pozo durante su perforación, buscando con esto reducir al máximo las variaciones que se presenten entre la planeación del pozo y la ejecución de éste.

Por esta razón, y teniendo en cuenta la alta variabilidad de las condiciones de un pozo entre la planeación y la

perforación, se decidió crear una herramienta que posea la fortaleza de las herramientas preventivas (manejo de la información) y de las herramientas correctivas (oportunidad de identificar de manera temprana los cambios inesperados que se estén presentando en el pozo), para ayudar a tomar decisiones más acertadas, en cuanto a las operaciones de perforación requeridas, y con esto generar una apropiada administración del riesgo, relacionado con problemas de estabilidad de agujero.

En la **Tabla 1** se presenta un resumen con algunas de las ventajas y desventajas del uso de herramientas preventivas y correctivas en la perforación de pozos.

Tabla 1. Ventajas y desventajas de las herramientas usadas para reducir los NPT asociados a geomecánica.

HERRAMIENTAS PARA REDUCIR LOS NPT POR GEOMECAÍNICA			
PLANEACI3N		MEDICIONES REAL TIME	
Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
Generalmente se dispone de informaci3n	Eficacia nula contra los riesgos no detectados.	Detecci3n temprana y oportuna de los problemas de pozo	Pueden incrementar sustancialmente el AFE del proyecto de perforaci3n
No incrementa el AFE del proyecto (Costos m3nimos)	Sus resultados solo son v3lidos si hubo problemas en los pozos previos.	La informaci3n es bastante confiable.	No siempre hay disponibilidad de herramientas.
Reducci3n sustancial de los NPT asociados a los riesgos detectados		Reducci3n sustancial de los NPT asociados a los problemas detectados	

Teniendo en cuenta la informaci3n de la **Tabla 1**, se establecieron las siguientes condiciones para el desarrollo de la metodolog3a propuesta en este art3culo:

- Se debe utilizar la informaci3n convencional generada durante las diferentes operaciones de perforaci3n (para no crear costos adicionales al proyecto).
- Se enfocará en la prevenci3n de potenciales eventos asociados a pegas de tuber3a.
- Se debe trabajar en un ambiente de tiempo real para que así las medidas requeridas en la mitigaci3n del NPT sean ejecutadas de manera oportuna.
- La metodolog3a se implementará únicamente utilizando el comportamiento de los viajes de tuber3a, ya que un gran porcentaje de los problemas de estabilidad de agujero se presentan cuando se est3n llevando a cabo estas operaciones puntuales.

Selección de la información requerida

Se elaboró un análisis detallado de la información generada en las operaciones convencionales de perforación que podría utilizarse en la metodología, y se identificaron los siguientes grupos principales:

- Parámetros operacionales.
- Información geológica.
- Trayectoria del pozo.
- Fluido de perforación.
- Configuración de BHA.
- Reporte diario de perforación.

Una vez identificados estos grupos se estableció que está era la información básica con la cual se debería contar, para desarrollar la metodología.

Características de la información a utilizar

Al definir la información a ser utilizada, es necesario entender en qué formato, cómo es generada y de qué manera es presentada. En la **Tabla 2** se muestran las características de la información seleccionada para aplicar esta metodología, se indica el nombre del reporte, el tipo de formato, el dominio de los datos (profundidad o tiempo), la fuente generadora de la información, la frecuencia del reporte y por último la operación en la que se obtiene la información.

Tabla 2. Características de la información a utilizar

REPORTE	FORMATO	REGISTRO	FUENTE	FRECUENCIA DE REPORTE	OPERACIÓN EN LA QUE SE GENERA
LITOLOGÍA - FEL	JPG - PDF	PROFUNDIDAD	COMPANÍA MUD LOGGING	AVANCE DE PERFORACIÓN	PERFORANDO
PARÁMETROS OPERACIONALES	JPG-PDF-LAS-TXT-XLS	PROFUNDIDAD TIEMPO	MUD LOGGING	DIARIA - CUANDO SE REQUERIDA	TODAS
DESVIACIÓN DEL POZO	JPG-PDF-LAS-TXT-XLS	PROFUNDIDAD	COMPANÍA DIRECCIONAL	AVANCE DE PERFORACIÓN	PERFORANDO
ENSAMBLAJE DE FONDO	PDF - XLS	N.A.	COMPANÍA CALIDAD	CAMBIO DE BHA	TODAS*
REPORTE DIARIO DE PERFORACIÓN	PDF - XLS	TIEMPO	OPERADORA	DIARIA	TODAS

Integración de la información

Al analizar en detalle las características de la información que se utilizará, se estableció que los datos utilizados se pueden reunir en cuatro grupos:

- Tiempo
- Profundidad
- Datos alfanuméricos
- Gráficas

Por consiguiente se eligió un software que permita la integración simultánea de toda esta información en una

base de datos para su procesamiento y análisis, y que además cumpla con el requisito de ser un software comercial ampliamente conocido de manera que no represente un sobre costo para el presupuesto del proyecto.

Después de analizar en detalle las diferentes opciones disponibles en el mercado, se eligió trabajar con un software de diseño asistido por computador (CAD), el cual brinda la posibilidad de manejar de forma completa los cuatro grupos de información que serán utilizados. En la **Figura 1** se presenta un esquema de la función que llevará a cabo el software elegido para desarrollar esta metodología.

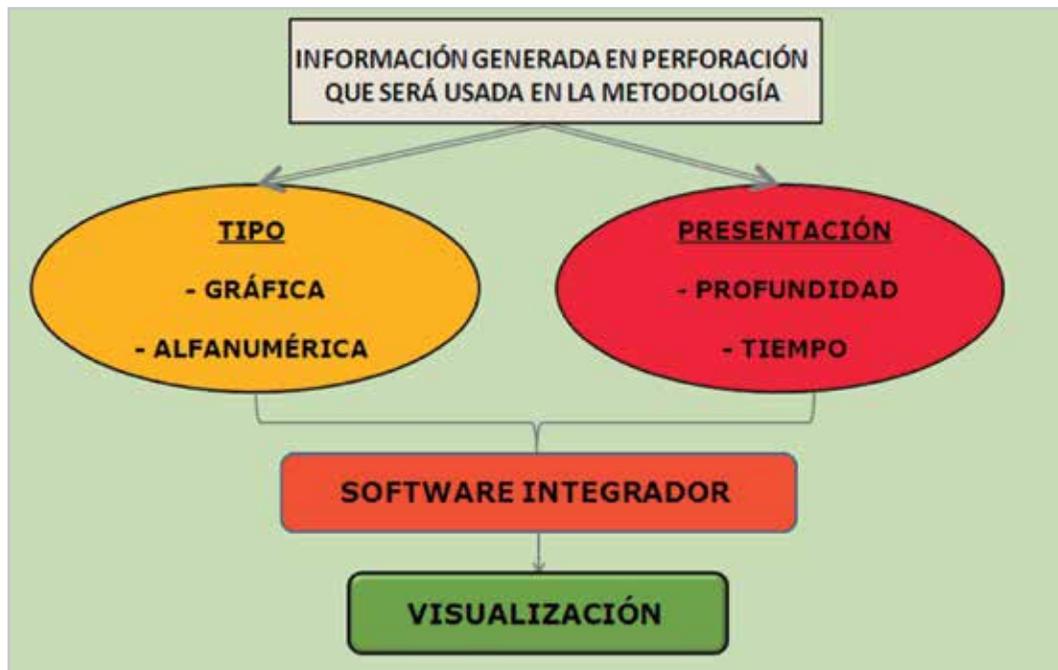


Figura 1. Función del software integrador de la información.

Visualización de la información

El procedimiento para la visualización de la información en el software CAD es el siguiente:

- Cargar la gráfica de la información litológica debidamente escalada en profundidad.
- Cargar la información del parámetro operacional del viaje de tubería en agujero descubierto profundidad de la barrena o "Bit Depth", el cual se grafica en tiempo y profundidad, tomando como tiempo cero el momento en el que la barrena inicia a viajar desde el fondo del pozo, o cuando entra al agujero descubierto.
- Una vez cargado y visualizado el parámetro "Bit Depth", se hace una discriminación por colores de las operaciones en las que se llevó a cabo el viaje de tubería. Por ejemplo diferenciar si se sacó tubería libre, circulando o con "Backreaming", además si fue necesario circular o inclusive trabajar la sarta por algún tipo de restricción durante el viaje.

- Cargar en profundidad y debidamente escalados los datos de trayectoria del pozo (inclinación, azimuth y "dogleg"), además de la densidad de lodo utilizada para perforar la sección.
- Definir de manera clara en la totalidad del área de trabajo las cimas de las diferentes formaciones que se han perforado durante la sección de hueco abierto.
- Por último, ubicar sobre él la curva de profundidad de la barrena, todos los eventos que se hayan presentado durante el viaje de tubería que se están analizando y aclarar a qué tipo de evento corresponden (resistencias, fricciones, pérdidas, atrapamientos, fallas de equipos, etc).

Al finalizar este procedimiento se obtiene un gráfico que permite analizar en detalle el comportamiento del viaje de tubería. Esto se presenta en la **Figura 2**.

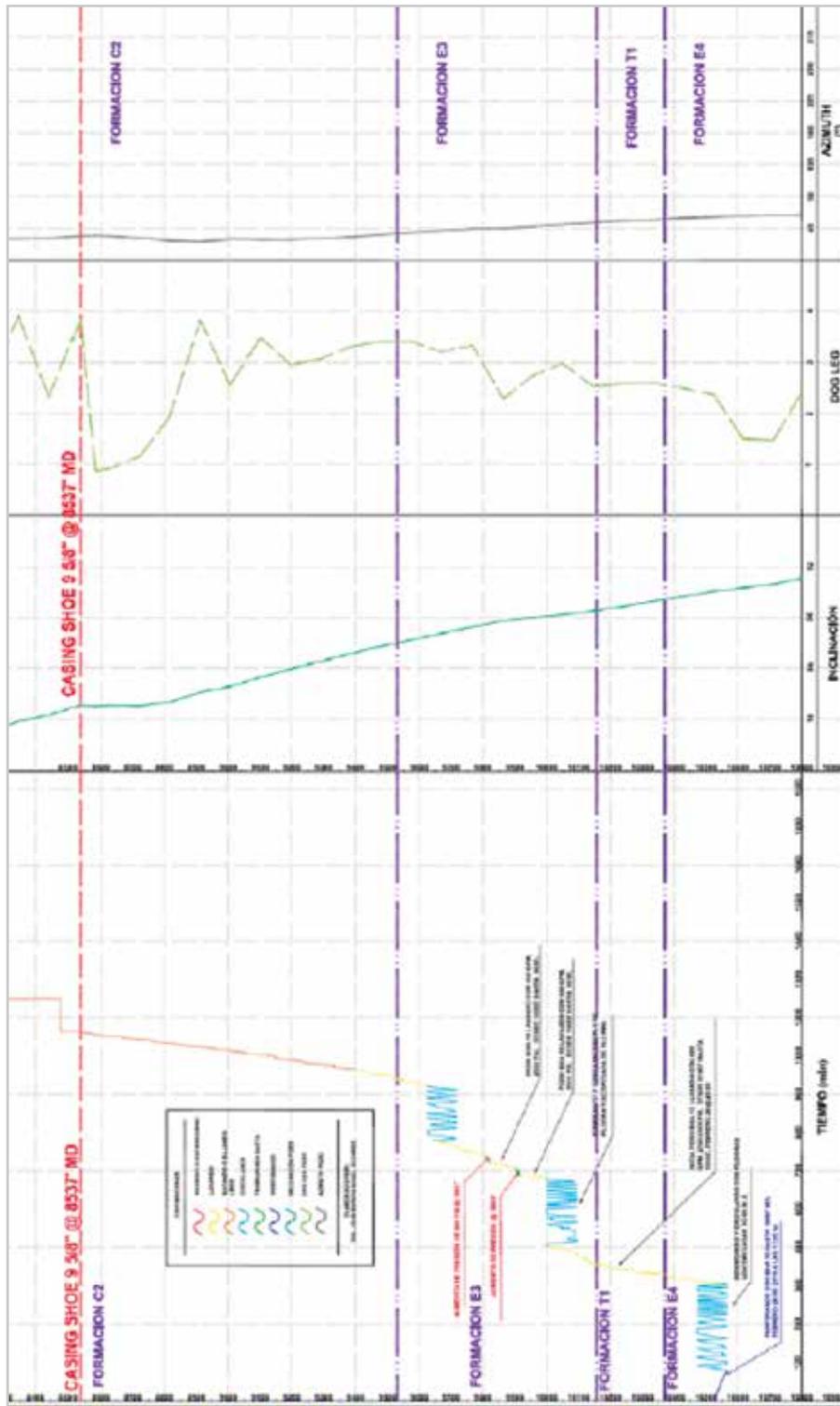


Figura 2. Resultado final, visualización de la información.

Solución y procedimientos de análisis o descripción de equipos y procesos

Una vez que se tiene finalizada la visualización de la información, se puede proceder a la interpretación del estado del pozo, a partir del comportamiento del viaje de tubería. Para esto se identifican las zonas en las cuales se presentaron inconvenientes durante el viaje y se lleva a cabo el siguiente proceso:

- Se ubican las zonas o profundidades, en las cuales se presentan cambios abruptos en la línea espacio temporal de las operaciones o donde se presentaron eventos.
- Se establece si el evento reportado está asociado a la estabilidad del agujero o a una falla en los equipos.
- Si se define que el evento está asociado a estabilidad de agujero, se analiza si su causa raíz es de origen litológico o geométrico.

- Finalmente, de acuerdo a su comportamiento en el tiempo, se establecen las tendencias óptimas de viaje de tubería de acuerdo a las condiciones reales del pozo.

Todo esto puede hacerse directamente en el área de trabajo del software CAD, ya que este software ofrece la facultad de correlacionar toda la información de forma simultánea en tiempo y espacio.

Buscando brindar un mayor detalle en la evaluación de los posibles puntos que presenten problemas en los futuros viajes, se desarrolló un módulo adicional llamado interacción sarta - geometría, que permite analizar la posición en profundidad de cada uno de los elementos del BHA que se tiene en el agujero, en función de la litología y los datos direccionales del pozo, y de acuerdo a este análisis, indica de manera cualitativa posible componente del BHA que posee mayor riesgo a potenciales restricciones. La aplicación de este módulo se presenta en la **Tabla 3**.

Tabla 3. Aplicación del módulo interacción - sarta formación.

EVENT DEPTH BIT SIZE		WELL		BHA		DIRECTIONAL INFORMATION											
		33.12				START		END		INCLINATION		AZIMUTH		CLS		ADL	
BHA NUMBER	LENGTH (M)	CD (in)	BHA START	BHA END	BHA POSITION START	BHA POSITION END	LITHOLOGY START	LITHOLOGY END	INCLINATION START	INCLINATION END	AZIMUTH START	AZIMUTH END	CLS START	CLS END	ADL START	ADL END	
HWOP	646.4	5.00	705.54	1792.24	0.334 01	0.237 70			29.19	12.43	36.09	28.53	2.83	1.70	0.98		
SLINGER	32.05	6.50	673.79	705.54	0.318 21	0.394 16			29.19	29.19	36.09	36.09	2.83	2.43	0.99		
HWOP	154.91	6.50	519.79	673.79	0.070 22	0.378 21			28.82	29.19	37.90	36.09	2.53	2.28	0.11		
JAR	32.84	6.50	487.24	519.79	0.102 70	0.070 22			28.82	33.92	37.90	37.90	2.53	2.53	0.99		
HWOP	246.54	5.00	240.70	487.24	0.349 20	0.102 70			28.33	33.92	40.20	37.90	2.00	2.53	0.47		
OC	92.75	6.50	147.97	240.70	0.442 10	0.349 20			42.30	39.53	40.46	40.20	3.07	2.00	1.81		
CROSSOVER	3.39	8.19	144.54	147.97	0.442 10	0.442 10			42.30	42.30	40.46	40.46	3.07	3.07	0.99		
FLOAT SUB	2.56	8.06	141.98	144.54	0.448 02	0.442 10			42.30	42.30	40.46	40.46	3.07	3.07	0.99		
RAM DRILL COLLAR	58.87	7.75	85.11	141.98	0.708 00	0.448 02			42.30	42.30	40.46	40.46	3.07	3.07	0.99		
RAM CROSSOVER	1.89	8.00	78.22	85.11	0.508 78	0.508 78			42.30	42.30	40.46	40.46	3.07	3.07	0.99		
WMD SUMPULSE	30.90	8.38	30.24	78.22	0.530 76	0.508 78			44.02	42.30	38.86	40.46	2.23	3.07	0.84		
CROSSOVER	1.52	8.00	48.92	30.24	0.548 20	0.530 76			44.02	44.02	38.86	38.86	2.23	2.23	0.99		
WELL COLLAR	25.77	8.00	12.25	48.92	0.567 05	0.548 20			44.02	44.02	38.86	38.86	2.23	2.23	0.99		
STB	6.3	12.25	6.25	12.25	0.571 35	0.567 05			44.02	44.02	38.86	38.86	2.23	2.23	0.99		
POWER DRIVE	17.76	12.25	0.00	6.25	0.576 11	0.571 35			44.02	44.02	38.86	38.86	2.23	2.23	0.99		
BIT	0.89	12.25	0.00	0.00	0.576 00	0.576 11			44.02	44.02	38.86	38.86	2.23	2.23	0.99		

Discusión e interpretación de datos y resultados

La aplicación, desarrollo y validación de esta metodología se llevó a cabo en pozos con diferentes características a lo largo

de diferentes áreas de Colombia con marcadas diferencias en las condiciones de perforación. La **Tabla 4** muestra los pozos utilizados en la implementación de la metodología y sus características.

Tabla 4. Pozos utilizados en la validación de la metodología.

POZO	AÑO	AREA	TIPO DE POZO	GEOMETRÍA DEL POZO
GIBRALTAR 3 – ST1	2008	Piedemonte	Exploratorio	Desviado
LISAMA ESTE 2P	2009	Valle Medio del Magdalena	Desarrollo	Desviado
CUSIANA V29	2009	Cusiana	Desarrollo	Desviado
PAUTO SUR MA	2009	Pauto	Desarrollo	Desviado
FLOREÑA N4 ST1P	2010	Floreña	Desarrollo	Desviado
CUPIAGUA XD 44	2010	Cupiagua	Desarrollo	Desviado
GUATIQUEIA 19H, ST1	2011	Apiay	Desarrollo	Horizontal
APIAY 33H	2011	Apiay	Desarrollo	Horizontal

Al comprobar la eficiencia y eficacia que mostró esta metodología en los pozos en que se implementó, el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) a partir del año 2011 decide incorporarla oficialmente en el software corporativo de Ecopetrol ECO AGE®, y su aplicación comienza a replicarse

en todos los proyectos en los cuales tiene presencia el grupo de Geomecánica del ICP. La **Figura 3** presenta un ejemplo de la aplicación de la metodología propuesta en esta tesis, incorporada en el software ECO AGE® y usada en un pozo de Ecopetrol S.A.

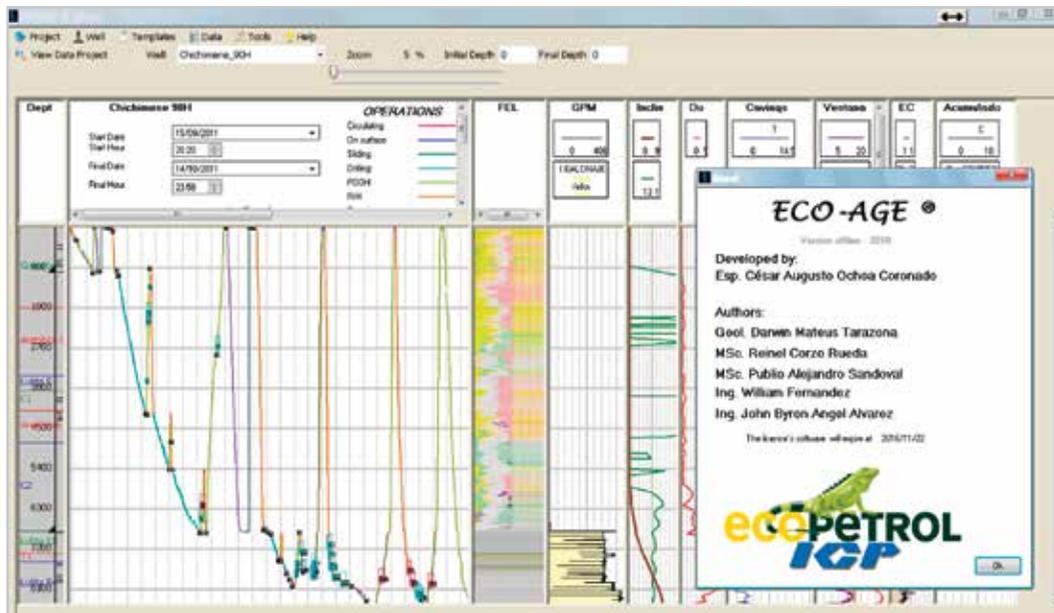


Figura 3. Implementación de la metodología en el software corporativo de Ecopetrol.

La **Figura 4** presenta la forma en la que se puede consultar la base de datos espacio temporal una vez construida y qué tipo de información suministra.

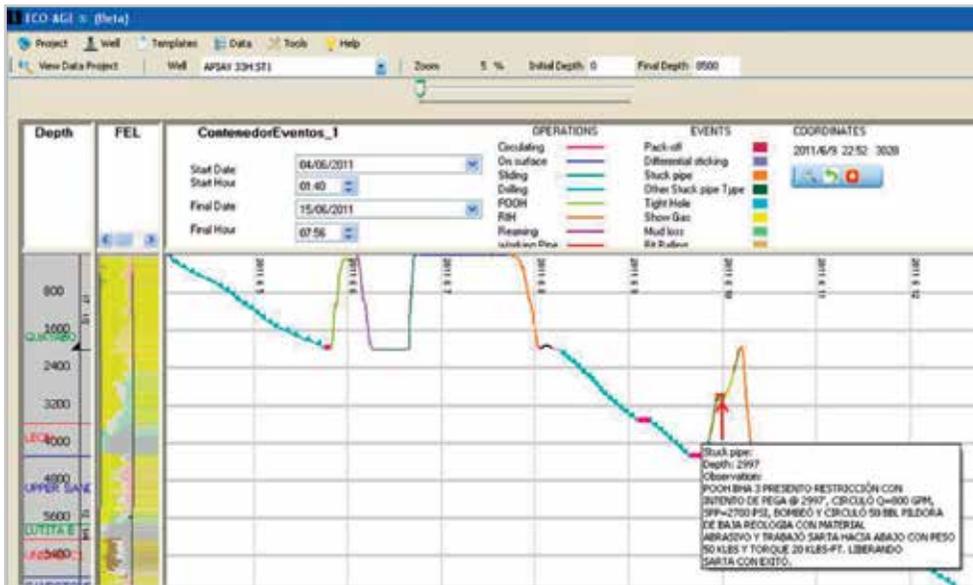


Figura 4. Interfase de consulta del software desarrollado de la base de datos espacio temporal.

Gracias a la incorporación de la metodología en el software corporativo y a su funcionalidad, fue posible extender el alcance de ésta no sólo a los viajes de tubería, además se incluyó la información de las otras operaciones requeridas durante la perforación de un pozo, lo que abre una nueva aplicación: la estimación detallada de los tiempos productivos y no productivos (así como los diferentes tiempos que toman todas y cada una de las operaciones

que se llevan a cabo en la perforación de un pozo), y uno de los principales aportes de este nuevo tipo de análisis es la estimación cuantitativa y sistemática de los NPT reales, teniendo la oportunidad de discriminar asociados a las fallas de equipos y a los eventos de inestabilidad geomecánica. La **Figura 5** presenta un ejemplo de la aplicación de la metodología para la estimación de tiempos de operación.

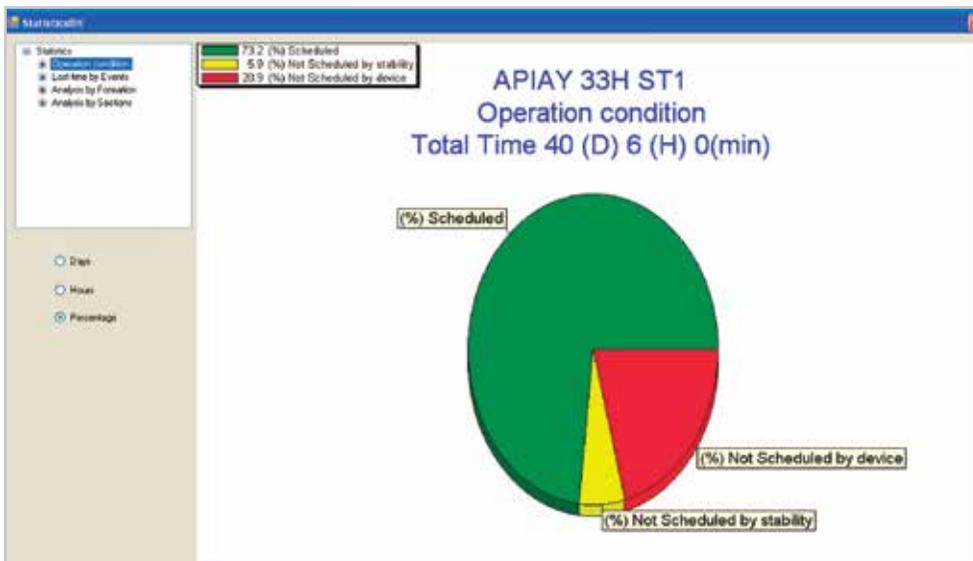


Figura 5. Aplicación de la metodología en la estimación de tiempos de perforación.

Conclusiones

- ✓ La metodología propuesta permite ayudar a identificar en tiempo real, haciendo uso de la información convencional generada durante los viajes de tubería, las zonas de alto riesgo geomecánico para el paso de tubería, revestimiento o sondas de registros eléctricos. La metodología consiste en generar una presentación espacio-temporal de las características del pozo y el comportamiento de los viajes, en la cual se puedan identificar de manera clara las zonas con potenciales problemas y establecer si el origen de estos problemas es de naturaleza geomecánica.
- ✓ La metodología propuesta en este trabajo, puede utilizarse como una herramienta adicional, que ofrece la novedosa ventaja de favorecer la reducción de los NPT de naturaleza geomecánica, a costos despreciables, debido a que la información es comúnmente adquirida en toda operación rutinaria de perforación.
- ✓ La implementación de la metodología propuesta en el presente trabajo no generaría mayores sobrecostos a la operación de perforación de un pozo, ya que la totalidad de la información requerida es la que rutinariamente se obtiene de las operaciones de perforación.
- ✓ La visualización de los problemas generados durante los viajes de tubería, en un formato espacio temporal, permite la identificación clara y temprana de las posibles zonas de riesgo para los futuros viajes de la tubería a través de la sección de hueco abierto.
- ✓ La visualización de los problemas en un formato espacio temporal, acompañada de un análisis minucioso y sistemático de las condiciones y características de los problemas observados en los viajes de tubería, permite caracterizar el origen del problema y posteriormente planear y programar las medidas más apropiadas para mitigar el impacto del posible problema, y así de esta forma, mantener los NPT asociados a estabilidad lo más bajo posible.
- ✓ La posibilidad que brinda el software CAD de visualizar en detalle el tiempo que toma resolver un problema de pozo durante los viajes de tubería, permitirá estimar con una gran precisión el costo real de los problemas que se presenten.
- ✓ Al discriminar las diferentes operaciones y el tiempo de cada una de ellas, será posible llevar a cabo análisis económicos más detallados y precisos de los costos reales de la perforación de los pozos, lo que se traducirá en una oportunidad de establecer mejores lecciones aprendidas en cada una de las operaciones, que finalmente desarrollarán prácticas operacionales que lleven a optimizar y a hacer más eficientes todas y cada una de las operaciones.
- ✓ Al extender la metodología propuesta en este trabajo, a la totalidad de las operaciones que se llevan a cabo en la perforación tiempo de un pozo, será posible estimar con precisión los tiempos exactos de todas y cada una de las operaciones, ayudando a las compañías operadoras a encontrar opciones de mejora continua para optimizar los presupuestos de los futuros pozos a perforar.
- ✓ La visualización de los eventos de perforación en un ambiente espacio temporal, genera una idea mucho más real y detallada de la severidad y el riesgo de cada uno de éstos.
- ✓ Los costos asociados a tiempos no productivos por estabilidad de pozos, son tan altos que justifican todos los esfuerzos posibles para estudiar la manera de llevarlos a su mínima expresión.
- ✓ Los problemas en perforación no son 100% evitables, por lo que cualquier desarrollo o herramienta que permita ayudar a reducir la incertidumbre para mitigarlos siempre será bienvenida.

Nomenclatura

BHA:	Bottom Hole Assembly—Ensamblaje de fondo de perforación.
CAD:	Computer Aided Design—Diseño asistido por computador.
ECOPETROL:	Empresa Colombiana de Petróleos.
ECO-AGE:	Software corporativo de Ecopetrol para el modelamiento y monitoreo geomecánico.
ICP:	Instituto Colombiano del Petróleo (adscrito a Ecopetrol).
NPT:	Non Productive Time—Tiempo no productivo.

Agradecimientos

A los ingenieros del grupo de Geomecánica del Instituto Colombiano del Petróleo - ICP: MSc. Yenny Mabel Carvajal, MSc. Alexander Martínez, MSc. Reinel Corzo Rueda, MSc. José Humberto Catillo, MSc. Yair Andrés Quintero, Ing. William Fernández y finalmente al Ing. Esp. en Computación César Augusto Ochoa, quien además de su valioso aporte técnico, trabajó hombro a hombro conmigo en la resolución de los inconvenientes técnicos de la programación.

A Ecopetrol y al Instituto Colombiano del Petróleo por facilitar la información y todo el apoyo requerido para el desarrollo e implementación de esta metodología.

Referencias

La totalidad de la información utilizada en el presente trabajo fue suministrada por el grupo de Geomecánica del Instituto Colombiano del Petróleo.

Semblanza de los autores

John Byron Ángel Álvarez

Ingeniero Civil y MSc., en Geotecnia de la Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín. Con 11 años de experiencia en el campo de la Geomecánica aplicada, 7 de ellos en el área de geomecánica del petróleo. Desde el 2011 trabaja en México Sur con SLB en el proyecto Mesozoico Alianza como Ingeniero Geomecánico y actualmente se desempeña como líder del grupo de Geomecánica dentro del grupo Look Ahead de IPM México Sur, creado para identificación temprana de riesgos y la mitigación de NPT, asociados a la perforación de los pozos del proyecto.

Gildardo Osorio Gallego

Sr. Staff Geomechanics. Plus Petrol Norte. S.A. Docente adscrito a la Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín. S.A.

Darwin Mateus Tarazona

Líder Geomecánica. Instituto Colombiano del Petróleo. Ecopetrol S.A.

César Augusto Ochoa

Ingeniero desarrollador de software en geomecánica. Instituto Colombiano del Petróleo. Ecopetrol S.A.