



TEXTO LLAMADA DE CONFERENCIA

PRIMER TRIMESTRE DE 2016

Maria Catalina Escobar - Directora de Finanzas Corporativas y Relacionamiento con el Inversionista

Buenos días, damos la bienvenida a todos los participantes en la llamada de conferencia de hoy, en la cual discutiremos los resultados financieros y operacionales del Grupo Ecopetrol para el primer trimestre de 2016.

Antes de comenzar es importante mencionar que los comentarios de la alta gerencia de Ecopetrol podrían incluir proyecciones sobre el desempeño futuro de la empresa, las cuales no constituyen ningún compromiso de resultados futuros ni tampoco consideran riesgos o incertidumbre que pudiesen materializarse. En consecuencia Ecopetrol no asume ninguna responsabilidad en el evento en que los resultados futuros sean diferentes a las proyecciones mencionadas durante esta llamada.

La llamada de conferencia será liderada por el señor Juan Carlos Echeverry presidente de Ecopetrol, adicionalmente participan: Felipe Bayón Vicepresidente Ejecutivo, Maria Fernanda Suárez Vicepresidente Corporativa de Estrategia y Finanzas, Max Torres Vicepresidente de Exploración, Héctor Manosalva Vicepresidente de Desarrollo y Producción, Juan Pablo Ospina Vicepresidente Comercial y de Mercadeo, Thomas Rueda Presidente de CENIT, Tomas Hernández Vicepresidente de Refinación y Procesos, Rafael Guzmán Vicepresidente Técnico y Alberto Vargas Jefe de Servicios Financieros.

Iniciaremos la presentación mostrando los principales logros del primer trimestre 2016, pasaremos luego a mostrar los hitos en cada segmento de negocio, los resultados financieros reportados bajo las normas internacionales de información financiera, y finalizaremos con las perspectivas para el 2016 y una sesión de preguntas y respuestas.

Cedo ahora la palabra al señor Juan Carlos Echeverry, Presidente de Ecopetrol.

Juan Carlos Echeverry - Presidente de Ecopetrol

Gracias María Catalina, buenos días a todos los participantes en esta conferencia telefónica.

Lámina 5

Es para mí satisfactorio presentar los resultados del Grupo Empresarial Ecopetrol en el primer trimestre de 2016, período en el cual se logró una ganancia atribuible a los accionistas de Ecopetrol de COL\$363 mil millones de pesos, 127% mayor que la del primer trimestre de 2015.

Los buenos resultados son prueba de la solidez de la Empresa y de su capacidad para responder a la coyuntura actual, así como del esfuerzo realizado por mejorar la competitividad y eficiencia en todos los segmentos de negocio.



Durante el primer trimestre del 2016 el Brent alcanzó un precio promedio de US\$35 dólares por barril y tocó su nivel mínimo en los últimos 12 años de US\$28 dólares por barril. Esto ocasionó una reducción de los precios de la canasta de crudos y de productos de Ecopetrol de 43% y 40%, respectivamente, entre el primer trimestre de 2015 y el de 2016.

Ante este complejo escenario de precios, la Compañía redobló sus esfuerzos para reducir costos, aumentar eficiencia, producir barriles rentables y priorizar las inversiones.

Así, en el primer trimestre con los precios más bajos en más de un década, la Compañía, además de crecer su utilidad, mantuvo estables sus niveles de Ebitda e incluso mejoró el margen Ebitda frente al primer trimestre de 2015.

Estos resultados demostraron una vez más la capacidad de Ecopetrol para mantener un sólido desempeño y navegar el entorno de precios sin poner en riesgo su sostenibilidad financiera.

Vamos por favor a la siguiente lámina para ver algunos factores que impactaron a Ecopetrol en el primer trimestre de 2016.

Lámina 6

En el primer trimestre de 2016, en línea con el comportamiento de los precios internacionales, la canasta de ventas de crudos de Ecopetrol se redujo en US\$19 dólares por barril y la de productos en casi US\$27 dólares por barril. Este diferencial de la canasta frente al Brent mejoró en US\$70 centavos de dólar, gracias a la exportación de un mayor volumen a Estados Unidos, donde el diferencial WTI — Brent se ha reducido como resultado del anuncio de la liberación de exportaciones y de la menor producción en ese país.

La devaluación de 32% de la tasa de cambio promedio entre el primer trimestre de 2015 y el de 2016 favoreció los ingresos del Grupo en casi COL\$2 billones de pesos y ayudó a compensar el impacto de la caída de los precios.

En contraste, la tasa de cambio de cierre del período presentó una revaluación de 4% versus una devaluación de 7.7% en el primer trimestre de 2015. Ello permitió registrar una ganancia por diferencia en cambio sobre la posición neta pasiva de Ecopetrol, que se reflejó en un mejor resultado financiero neto.

En la siguiente lámina vamos a ver los principales logros de Ecopetrol en el primer trimestre de 2016.

Lámina 7

A pesar del retador entorno del primer trimestre, marcado por la caída de los precios, la devaluación de la tasa de cambio, los ajustes en el plan de inversiones, la menor producción y la caída de los márgenes de refinación, la Compañía alcanzó sólidos resultados operacionales y financieros.



La ganancia neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol creció 127%, pasando de COL\$160 mil millones en el primer trimestre de 2015 a COL\$363 mil millones de pesos en el primer trimestre de 2016. Este resultado fue posible gracias al avance de las iniciativas del Plan de Transformación, las medidas de austeridad y ajuste implementadas en la organización y al impacto del comportamiento de la tasa de cambio sobre los ingresos, costos y gastos.

La generación de caja se mantuvo sólida, con un Ebitda de COL\$4.1 billones de pesos. El margen Ebitda subió a 39.5% en el primer trimestre de 2016 frente a 38.9% en el primer trimestre de 2015.

En este trimestre, Ecopetrol siguió enfocado en su flujo de caja. Los accionistas contribuyeron al fortalecimiento financiero de la Compañía con su decisión, en la pasada asamblea general de accionistas, de no distribuir dividendos en 2016.

A ello se sumó el reciente ajuste de los gastos de capital para este año, los cuales pasaron de US\$4,800 millones de dólares, aprobados en diciembre de 2015, a un rango entre US\$3,000 y US\$3,400 millones de dólares; y los ahorros en costos y gastos por COL\$421 mil millones de pesos logrados en esta primera parte del año de una meta total de COL\$1.6 billones de pesos.

El flujo de caja se vio impulsado también por los resultados obtenidos en la subasta de venta de la participación de Ecopetrol en ISA, realizados en el mes de abril, que permitió adjudicar acciones por un monto de COL\$377 mil millones de pesos.

En 2016 las necesidades brutas de financiamiento del Grupo Empresarial están en el rango entre US\$1,500 y US\$1,900 millones de dólares, de los cuales ya se han concretado US\$475 millones de dólares por medio de créditos con la banca local e internacional, en condiciones de costo competitivas.

En la siguiente lámina se puede ver el detalle del ajuste al plan de inversiones de 2016.

Lámina 8

El ajuste al plan de inversiones hace parte de las medidas adoptadas para navegar el entorno de precios bajos, buscando asegurar la disciplina de capital y el enfoque en generación de caja y sostenibilidad financiera del Grupo Empresarial.

Las inversiones para este año estarán entre US\$3,000 y US\$3,400 millones de dólares. Esto implica una reducción aproximada del 38% versus el presupuesto de US\$4,800 millones de dólares inicialmente aprobado en diciembre de 2015. Con este nivel de inversiones, el Grupo Empresarial espera producir alrededor de 715 mil barriles de petróleo equivalente por día y enfocarse en la delimitación de los hallazgos exploratorios hechos en los últimos dos años.

2016 es un año de transición para el Grupo Empresarial, durante el cual finalizarán los proyectos de expansión de la capacidad de transporte y la puesta en marcha de la refinería de Cartagena y del proyecto Bioenergy. A partir de 2017, la Compañía dedicará una mayor proporción de sus inversiones a los segmentos de Exploración y Producción.



En la siguiente lámina puede verse el detalle de los ahorros logrados por el Grupo en el primer trimestre de 2016.

Lámina 9

Los bajos precios del petróleo han obligado a intensificar las medidas de austeridad, racionalización y optimización de costos y gastos.

En el primer trimestre de 2016 la Compañía reportó ahorros en costos fijos por COL\$332 mil millones de pesos, en costos variables por COL\$17 mil millones de pesos y en gastos operacionales por COL\$72 mil millones de pesos. Las eficiencias se deben principalmente a la optimización de los planes de compras y contratación, la renegociación de contratos y las mejores estrategias de abastecimiento.

Ecopetrol tiene aún oportunidades de ahorro y optimización en múltiples frentes, principalmente en la estrategia de abastecimiento, gastos laborales, gastos de mantenimiento y de los contratos de asociación, así como en el manejo de inventarios.

Para 2016 la Compañía apunta a sostener a futuro los ahorros logrados en 2015 por COL\$2.8 billones de pesos y adicionalmente lograr un ahorro de COL\$1.6 billones de pesos, de los cuales ya se materializaron COL\$421 mil millones en este primer trimestre de 2016.

Como parte de los esfuerzos de reducción de costos y gastos, en la siguiente lámina se muestra la reducción de planta de personal directa e indirecta de Ecopetrol desde 2014.

Lámina 10

Al cierre de 2014, la tercerización de actividades había llevado a la planta de personal directo e indirecto de Ecopetrol a poco más de 53,000 personas. Los ajustes hechos en los modelos de administración de contratos, la menor actividad de inversión y la transferencia de funciones que eran ejecutadas por contratistas al personal directo de Ecopetrol, permitieron reducir la planta de personal directo e indirecto, al cierre de marzo, en aproximadamente 50%.

Este ajuste a la planta se ha logrado sin afectar el know-how y el personal crítico para Ecopetrol.

Cedo la palabra ahora a Rafael Guzmán, quien comentará acerca de los principales resultados del segmento de Producción.

Rafael Guzmán - Vicepresidente Técnico

Gracias Doctor Echeverry.

Es importante destacar que, como resultado del comportamiento de los precios del crudo y el énfasis en la generación de valor sobre el crecimiento volumétrico, Ecopetrol ha venido avanzando en un proceso de racionalización de su inversión. Lo anterior se ha



visto reflejado en los niveles de producción de la Compañía como consecuencia de una menor actividad.

En el primer trimestre del año 2016 la producción del Grupo Empresarial se situó en 737 mil barriles de petróleo equivalente por día, lo que representa una disminución de 37 mil barriles de petróleo equivalente por día, es decir, una disminución del 4.8% con respecto al mismo periodo del año 2015. Estos resultados se explican principalmente por el efecto de la racionalización de la actividad, la declinación natural de los campos, y el cierre temporal de algunos campos por baja rentabilidad y decisiones judiciales.

Sin embargo, es importante resaltar que los niveles de producción obtenidos durante el primer trimestre están en línea con los objetivos planteados por la compañía para el presente año, gracias a las variaciones positivas que se presentaron en el campo Castilla que alcanzó un record de producción de 128 mil barriles de petróleo equivalente por día aumentando cerca de 9% su producción en comparación con el mismo periodo del año anterior. De la misma forma presentamos un incremento en producción en el campo Cupiagua del 29%, producto de mayores ventas de gas. Las principales disminuciones se dieron en los activos Rubiales, Guajira, La Cira Infantas y Casabe para Ecopetrol S.A y en el caso de nuestras filiales fue representativa la reducción de producción de Ocelote como resultado del fallo judicial reciente.

Con relación al último trimestre de 2015, el primer trimestre del 2016 la disminución de la producción se observa principalmente en los activos con socios en los campos Rubiales y Quifa.

La empresa también continúa trabajando para garantizar su sostenibilidad en el mediano y largo plazo y el programa de incremento de factor de recobro es la palanca principal de ese objetivo estratégico desde el segmento de Producción.

Durante el primer trimestre de 2016 se dio inicio al piloto de inyección continua de vapor en el campo Teca Cocorná, que permitirá evaluar las propiedades del yacimiento y determinar la respuesta a la inyección de vapor en las arenas del Campo. Igualmente se avanzó en el piloto de inyección de aire de Chichimene alcanzando un 98% de avance en la construcción de las facilidades de superficie. Se planea el inicio de inyección de aire en el cuarto trimestre del presente año. En Chichimene se continúa desarrollando dos pilotos con resultados bastante alentadores, uno de inyección de agua y otro de agua mejorada. En el área del piloto de inyección de agua, a marzo se ha tenido un acumulado de producción incremental de alrededor de 345 mil barriles de crudo. En el piloto de inyección de agua mejorada par el campo Chichimene, durante el mes de marzo de 2016 se identificó ya el inicio de la respuesta con producción incremental.



En el campo Castilla también se adelanta inyección de agua a través de un piloto que está aportando información valiosa para la consolidación de la tecnología en el campo. Durante el segundo trimestre del 2016 se proyecta la ampliación a dos nuevos patrones de inyección en el campo Castilla.

La empresa cuenta a la fecha con 30 pilotos de recobro desarrollados, de los cuales 23 demuestran ya resultados positivos en incremento en presión y 16 resultados positivos en aumento de producción de crudo en las áreas impactadas.

En materia de optimización de costos, continuamos reduciendo de manera estructural los costos de operación y desarrollo. Para los costos de levantamiento se presenta una importante disminución tanto por optimizaciones como por efecto de TRM y desplazamiento de actividad. En optimización del costo de levantamiento, se reporta para el periodo una reducción del costo de intervención por cada pozo del 23% con relación al mismo periodo del año 2015. Así mismo se presenta una disminución del 8% de la duración de las intervenciones por pozo en nuestros campos. En materia de dilución y transporte logramos aumentar la viscosidad a la cual entregamos nuestros crudos a los sistemas de transporte pasando de 300 a 405 cst, un hito que redundará en la disminución de las necesidades de diluyente y el transporte asociado al mismo para nuestras operaciones de aquí en adelante.

En nuestros costos de desarrollo, continuamos obteniendo reducciones en los costos y tiempos de perforación. Para el trimestre, la actividad desarrollada en Castilla y Chichimene mostró una optimización en la duración de la perforación con un record para el campo Castilla de 12 días. En Castilla el tiempo de perforación ha caído un 44%, mientras que en Chichimene esta reducción ha sido del 39% con respecto al promedio del año 2014.

Para terminar, como perspectivas para el segundo trimestre del año, continuamos con los planes de recibo de Rubiales y Cusiana, activos primordiales dentro de nuestro portafolio y que entraremos a operar a partir del segundo semestre. También estaremos reactivando la campaña de perforación en Castilla, activo que concentra nuestras inversiones en el presente año.

Ahora le doy la palabra a Max Torres quien comentará los resultados de Exploración.

Max Torres - Vicepresidente de Exploración

Gracias Rafael, durante el primer trimestre se finalizó la perforación del pozo delimitador Leon 2 BP 4 del Bloque 686 en Keathley Canyon en las aguas profundas del Golfo de México (operado por Repsol quien tiene el 60% de la participación, y Ecopetrol America



con el 40% restante) actualmente el pozo se encuentra abandonado temporalmente a la espera de los resultados de la evaluación de la información.

La filial Brasil llevo a cabo la adquisición de 830 Kilómetros cuadrados de 3D en el Bloque POT-M-567, en la cuenca de Potiguar en aguas profundas.

A la fecha, se encuentra en perforación el Pozo Payero -1 ubicado en el Bloque Niscota, en la región de Piedemonte, donde la filial Hocol tiene el 20% de participación y es operado por la compañía Equión.

Como perspectivas para el segundo trimestre de 2016 se contemplan finalizar la perforación del pozo exploratorio Payero-1, adquirir 228 Km de sísmica 2D en el Bloque Cardon ubicado en la cuenca Caguan-Putumayo, el tiempo estimado de operaciones son dos meses en condiciones normales, para este proyecto se firmó un contrato con PetroSeismic.

Ahora le paso la palabra a Thomas Rueda quien comentará sobre los principales resultados del segmento de Transporte.

Thomas Rueda - Presidente de Cenit

Gracias Max. Buenos días a todos, durante el primer trimestre de 2016, el volumen total de hidrocarburos transportado fue 1 millón 216 mil barriles por día, esto es un 4.5% menos que el mismo periodo del año anterior,

En oleoductos, el transporte de crudo se redujo 6.7% debido fundamentalmente a reparaciones asociadas a ataques y válvulas ilícitas en los sistemas Caño Limón – Coveñas y Transandino, y en la caída en los volúmenes nominados por los remitentes. En el transporte por oleoductos, aproximadamente 71% correspondió a producto propiedad de Ecopetrol.

Por su parte, el transporte por poliductos tuvo un incremento del 4.5% debido principalmente al mayor volumen transportado en los sistemas Cartagena – Barranquilla y Galán – Sebastopol, este incremento estuvo asociado a la importación de combustibles para abastecer el interior del país y la zona de frontera con Venezuela, y a un mayor transporte de nafta hacia los llanos orientales. Aproximadamente 20% de estos volúmenes corresponden a productos de Ecopetrol.

En cuanto a los proyectos en ejecución, quisiera resaltar el incremento en 40 mil barriles diarios de la capacidad de transporte entre la estación Castilla y Apiay que permite asegurar la evacuación de los campos cercanos evitando diferidas de producción y reduciendo el uso de carro tanques.



Finalmente, desde la perspectiva financiera, los ingresos del segmento de Transporte presentaron un incremento en comparación con el primer trimestre de 2015, debido principalmente al impacto positivo de la tasa de cambio en los ingresos por servicio de transporte por oleoductos.

Con esto, paso la palabra a Tomás Hernández, quién comentará sobre los resultados del Downstream.

Tomás Hernández - Vicepresidente de Refinación

Gracias Thomas. Durante el primer trimestre de 2016, la refinería de Cartagena continuó avanzando en el proceso de puesta en marcha, destacándose el arranque de las Unidades de Craqueo Catalítico, las Hidrotratadoras de Diésel y Coquización Retardada. Esta última, hizo posible la primera exportación de coque del país. Al 31 de marzo, 2016, 28 de 34 unidades de proceso estaban en operación. La carga de crudo promedio del trimestre estuvo en noventa y seis mil ochocientos barriles por día (96.8 KBD), alcanzando ciento veinticuatro mil seiscientos barriles por día (124.6 KBD) en el mes de Marzo.

El margen bruto de refinación de Barrancabermeja fue de US\$14.1 dólares por barril, US\$4.5 dólares inferior al obtenido durante el mismo período del año 2015, debido principalmente a menores diferenciales de precio de los productos frente al crudo, a una dieta de crudo más pesada, y a menores exportaciones de combustóleo por dificultades de evacuación por el río Magdalena ocasionadas por el Fenómeno del Niño.

La carga de crudo de la refinería de Barrancabermeja durante 2016 se redujo en cerca de 8.500 barriles por día frente a la procesada en el primer trimestre de 2015, debido a altos inventarios de combustóleo por, las ya mencionadas dificultades de evacuación, y a una menor disponibilidad de crudos livianos.

El costo operativo de caja de refinación y petroquímica disminuyó un 25% frente al primer trimestre del año 2015, gracias a la implementación de estrategias de optimización en mantenimiento, costos operacionales y servicios contratados.

Ahora, le cedo la palabra a María Fernanda Suárez, quien comentará sobre los resultados financieros del periodo.

María Fernanda Suárez - Vicepresidente Corporativa de Estrategia y Finanzas

Gracias Tomás. Hablemos ahora de los resultados financieros del Grupo Empresarial en el primer trimestre del año 2016.



El programa de eficiencias y austeridad continúa generando resultados positivos que logran mitigar parcialmente el impacto de la caída de los precios. En un trimestre que registró el precio más bajo de los últimos doce años, se generó una utilidad de COL\$363.000 millones de pesos, lo que significa un crecimiento de 127% respecto al mismo periodo de 2015.

Por su parte el Ebitda para el trimestre reportado alcanzó COL\$4.1 billones de pesos y el margen EBITDA se incrementó a 39.5% desde 38.9% registrado para el mismo periodo del año anterior.

Los ingresos del primer trimestre ascienden a COL\$10.5 billones de pesos. La disminución de 15% frente al primer trimestre de 2015 se explica por los efectos volumétricos y principalmente, por la combinación de una caída en los precios con un incremento de la tasa de cambio.

Respecto a los volúmenes vendidos, se empieza a registrar un cambio en la composición dada la entrada en funcionamiento de la Refinería de Cartagena. Durante 2015 la composición fue de 55% en crudos, 36% en productos y 9% en gas, mientras que para el primer periodo de 2016 es de 48% en crudos, 43% en productos y 9% en gas.

Los costos de ventas del primer trimestre ascienden a COL\$7.4 billones, lo que significa una disminución de 13% frente al mismo periodo de 2015. Los costos variables, que representan el 74% de los costos totales, disminuyeron un 15%. Por su parte los costos fijos disminuyeron en un 8%.

La disminución en costos es el reflejo de los menores precios observados y de los resultados obtenidos gracias a la austeridad en el gasto y la disciplina financiera, implementada por el grupo, a través del Plan de Transformación.

La combinación de la disminución en los ingresos y la disminución en los costos resulta en una disminución del margen bruto de tan solo 1%. Por consiguiente, para este trimestre, el Grupo Empresarial registra un margen bruto de 29%.

Los gastos de operación y exploración del primer trimestre ascendieron a COL\$1.4 billones reflejando, en este trimestre, el registro del impuesto a la riqueza correspondiente a la totalidad del año 2016 y a una menor campaña exploratoria.

Por su parte la relación Deuda/Ebitda se mantiene en 3 veces, reflejando la solidez financiera del Grupo Empresarial y el compromiso de conservar métricas que permitan mantener el grado de inversión.



Pasemos a la siguiente lámina para ver las principales razones que explican la variación de las utilidades entre el primer trimestre de 2016 y el primer trimestre de 2015.

Entre el primer trimestre 2015 y primer trimestre de 2016, el resultado financiero del Grupo pasó de una utilidad neta de COL\$160 mil millones de pesos a una utilidad neta de COL\$363 mil millones de pesos. Los principales componentes de esta variación son:

Los ingresos disminuyen COL\$1.8 billones de pesos por el efecto combinado de la caída de los precios con un impacto negativo de -COL\$3.9 billones de pesos, y un efecto positivo de COL\$1.9 billones de pesos de una mayor tasa de cambio. El resto se explica por los menores volúmenes de ventas.

Los factores mencionados anteriormente también generaron una disminución en los costos de ventas de COL\$1.1 billones de pesos, principalmente por menores compras de COL\$800 mil millones de pesos. Adicionalmente, los buenos resultados del Plan de Transformación del Grupo Empresarial, conllevaron a eficiencias en los costos de mantenimiento, modelo de contratación, costos de servicios directos contratados y contratos de asociación entre otros, que representan una mejora en los costos de COL\$300 mil millones de pesos.

Como resultado, la utilidad operacional se ubicó en COL\$1.6 billones de pesos, menor en 32% con respecto al mismo periodo del año anterior, e inferior a la caída de la canasta de precios promedio que fue de 37%.

En los resultados No operacionales, se observa un mejor resultado de COL\$1.4 billones de pesos que se explica principalmente por el efecto positivo en diferencia en cambio de la posición no cubierta de la deuda en moneda extranjera. Este efecto se genera por la revaluación registrada en las tasas de cambio de cierre de período de 4%, en el primer trimestre de 2016, frente a una devaluación del 8% en el primer trimestre de 2015.

La utilidad antes de impuestos es COL\$600 mil millones de pesos mayor en el primer trimestre de 2016, lo que ocasiona una mayor provisión de impuesto de renta por COL\$353 mil millones. Veamos en la siguiente lámina los resultados de los segmentos.

Todos los segmentos del Grupo continúan avanzando en reducción de costos y disciplina financiera con el fin de mitigar la caída de los precios del petróleo, el impacto de la tasa de cambio y preservar la caja.

En el segmento de Exploración y Producción la menor producción y la caída de los precios internacionales conllevan a una pérdida de COL\$400 mil millones de pesos, superior a la pérdida registrada en el mismo periodo del año anterior en COL\$200 mil millones de



pesos. Las optimizaciones logradas en los costos de mantenimiento, contratación y gastos administrativos fueron contrarrestadas por el incremento de los costos de transporte dado el crecimiento de la tasa de cambio.

En el segmento de Refinación, entraron en operación 28 unidades de producción de la Refinería de Cartagena, restando 6 unidades para concluir el proceso de arranque. Por su parte, la refinería de Barranca, mantuvo su operación en condiciones normales incluso con los impactos del Fenómeno del Niño. La pérdida del primer trimestre de 2016, de -COL\$130 mil millones de pesos, es menor a la registrada en el mismo periodo del año anterior en COL\$170 mil millones, generada por la combinación de mayor exportación de productos y la disminución en los costos de materia prima.

En el segmento de Transporte, se registra una leve reducción en los volúmenes transportados, sin embargo los efectos de tasa de cambio y el resultado positivo del programa de reducción de costos, continúan impactando de forma positiva los resultados. Esto se evidencia al pasar de una utilidad de COL\$670 mil millones en el primer trimestre de 2015 a una utilidad de COL\$900 mil millones en el primer trimestre de 2016.

Veamos en la siguiente lámina la evolución de la caja del grupo empresarial.

A pesar de las condiciones adversas de mercado durante el primer trimestre del año, la generación de caja proveniente de la operación continúa siendo sólida. El 2016 inició con un saldo de caja de COL\$6.6 billones y durante el primer trimestre de 2016, la operación generó COL\$3.7 billones.

Durante el primer trimestre de 2016, se realizaron inversiones por COL\$1.3 billones, lo que representa una disminución del 70% en comparación al mismo periodo de 2015.

Con corte a 31 de marzo de 2016 se pagaron dividendos por un total de COL\$1.1 billones de pesos, de los cuales, COL\$690 mil millones corresponden al saldo a favor de la Nación de los dividendos decretados en el 2015 sobre utilidades del 2014 y el restante a los pagos que las filiales hacen a los accionistas diferentes a Ecopetrol.

El flujo de caja también incorpora la consecución de dos créditos bilaterales durante el primer trimestre del año 2016:

El 11 de febrero se firmó un crédito por US\$175 millones de dólares con Bank of Tokyo-Mitsubishi a una tasa de LIBOR+145 puntos básicos, plazo de 5 años, amortizables y con 2.5 años de gracia.



Posteriormente, el 26 de febrero Ecopetrol suscribió un crédito bilateral con Bancolombia por COL\$990 mil millones de pesos, plazo a 8 años, amortizable y con 2 años de gracia. La tasa del crédito fue de DTF + 560 puntos básicos.

Durante el primer trimestre de 2016 se efectuaron pagos de intereses sobre la deuda por COL\$596 mil millones de pesos y se presentó un efecto de tipo cambio negativo sobre la valoración del efectivo, por COL\$458 mil millones, como consecuencia de la revaluación presentada en la tasa de cierre del periodo.

El saldo final de caja asciende así a COL\$7.6 billones de pesos.

Durante el primer trimestre la compañía demostró su capacidad de reaccionar ágilmente a un retador entorno de precios y confirmó su enfoque en la protección de caja.

Cedo la palabra ahora al presidente de la Compañía para los comentarios finales.

Juan Carlos Echeverry - Presidente de Ecopetrol

Gracias María Fernanda.

En 2016 la excelencia operacional, la protección de la caja y la disciplina de capital seguirán siendo los ejes de la gestión empresarial.

La Compañía espera poner en marcha en el segundo trimestre la totalidad de las 34 plantas que componen la refinería de Cartagena para tener una carga estable entre 150 mil y 165 mil barriles por día, en la actualidad la carga se acerca a 140 mil barriles por día.

El proyecto de Bioenergy que contempla aproximadamente 20,000 hectáreas de caña de azúcar así como la construcción de una planta industrial para la producción de etanol y que actualmente se adelanta en el municipio de Puerto López, en Meta será terminado hacia el final de este año. Con este proyecto y Reficar el Grupo Empresarial lleva a término las dos grandes inversiones en el downstream que se han adelantado a lo largo de esta década.

El 30 de junio y el 3 de julio de este año son las fechas en las cuales Ecopetrol se hará a cargo de la operación de los campos Rubiales y Cusiana, se espera que el campo Rubiales aporte aproximadamente 60 mil barriles día de crudo para el Grupo Empresarial.

El logro de la meta de ahorros adicionales por COL\$1.6 billones de pesos en 2016 será vital para navegar en este entorno de precios y producir barriles rentables. En particular, en el segundo trimestre del año se espera generar ahorros en los costos de dilución, gracias al transporte por oleoducto de crudos de mayor viscosidad, proyecto que se inició en el mes de febrero.



Aún si los precios del crudo vuelven a subir, la Compañía mantendrá las medidas de eficiencia y reducción de costos para generar valor en su operación y viabilizar su portafolio de inversiones.

Como lo he mencionado en otras ocasiones, no sólo con ahorros se construye el futuro. El portafolio de exploración y producción sigue fortaleciéndose con la disminución de los breakevens, la mitigación del riesgo técnico y la incorporación de proyectos que permitan asegurar el crecimiento de la Compañía.

Ante las menores expectativas de precio de crudo en los próximos años, y con los ajustes anunciados al plan de inversiones 2016, seguimos en el proceso de actualizar nuestro plan al 2020 de acuerdo con las condiciones de entorno y los mayores niveles de eficiencia de Ecopetrol.

Una vez más Ecopetrol demostró su capacidad para reinventarse, su foco en la excelencia operativa y financiera, y su gestión orientada a la creación de valor.

La Compañía seguirá fortaleciéndose para asegurar un crecimiento rentable y sostenible bajo el entorno actual de precios, con estricta disciplina de capital y foco en Exploración y Producción.

Con esto abrimos la sesión de preguntas y respuestas, muchas gracias.

Sesión de Preguntas y Respuestas

Operadora: Nuestra primera pregunta viene de la línea de Juan Dauder de Bancolombia.

Juan Camilo Dauder - Bancolombia: Buenos días a todos, muchas gracias por la presentación de resultados, yo tendría dos preguntas, la primera con respecto al guidance de la producción de los 715 mil barriles diarios que brindan para el 2016, yo quería saber si este guidance incluye Rubiales y Cusiana. Y si nos podrían dar un poco más de detalle en cuanto esperan de producción de cierre, digamos incluyendo estos retornos de campos y excluyéndolos. También si nos podrían contar un poco cuál sería el target de producción del segundo trimestre. Y la segunda pregunta sería con respecto a Reficar, si no podrían contar un poco del estado de cosas de todo este proceso. Muchas gracias.

Rafael Guzmán - Vicepresidente Técnico: Juan Camilo muy buenos días, en cuanto a la meta de producción de los 715 si incluye ya los barriles adicionales que tendremos de los campos Rubiales y Cusiana, una vez entren a ser operados directamente por Ecopetrol.

En cuanto a producción futura nosotros no damos un detalle por campo ni por trimestre, tenemos es la producción de 715. Cabe anotar eso sí, que el primer trimestre está por



encima de los 715 y esperamos alguna declinación de la producción hacia el final de año, pero con cifras no damos estos datos.

Tomas Hernández - Vicepresidente de Refinación: Buenos días Juan Camilo, es Tomas Hernández de refinación, con respecto a Reficar como sabes estamos en proceso de arranque, llevamos 28 de 34 plantas en operación, el proceso de arranque viene en este trimestre tenemos como dije 28 plantas y nos quedan 6 plantas, 4 de ellas son asociadas a alta reconversión, tenemos altas expectativas de tenerlas en el primer semestre todas en operación y por eso tenemos mira en el segundo trimestre de poder proveer información en lo que es los márgenes y los resultados financieros más certeros.

Juan Carlos Echeverry - Presidente: Hola Juan Camilo, Juan Carlos Echeverry, no sabía si la pregunta de Reficar además tenía que ver con los temas que han salido ayer, el debate etc. Yo creo que ese es un tema que va ir evolucionando a lo largo del año, yo creo que el debate de ayer fue muy importante en el sentido de aclarar las dudas sobre las actuaciones de las juntas directivas de Reficar y de Ecopetrol y el Grupo Directivo de Reficar, yo creo que en mi sentir quedo en claro que las juntas habíamos tomado las medidas cuando surgieron las dudas sobre el avance en la obra que era realmente entre el final del 2011 y el 2012, que esas medidas que se adoptaron durante 2012 tuvieron efectos a final de 2012 y toda la primera mitad del 2013, logramos que el proyecto avanzara al 1% semanal o sea 4% mensual, que era lo que se habría necesitado para tenerlo listo en 2 años, o sea al 4% mensual ascendía casi 50% al año y con eso habríamos tenido en 2 años la refinería, que era lo que se necesitaba, era una refinería para principios del 2013, después vino la huelga a mediados del 2013, y solo se retomó el ritmo y un ritmo más lento ya otra vez al 40% y no al 100% hasta el final y también aclaramos los temas que había con respecto al tribunal de arbitramento, nosotros somos el demandante, estamos en lo que se llama el RFA (Request for arbitration), se están nombrando los árbitros por parte de cada uno de las dos partes y hay un tercer árbitro, nuestra demanda consideramos que es bastante sólida, está bastante sustentada, va estar por US\$2,000 millones que tenemos muy documentados, más lucro cesante, más los costos del dueño atribuibles a CBI que son US\$1300 millones, o sea es una demanda muy grande, esto obviamente durara un par de años, pero en términos de explicarle al congreso y a la opinión pública hemos hecho un avance, esto va a estar avanzando paulatinamente, vendrán las investigaciones en la procuraduría y en la contraloría eso lo hemos explicado a los mercados con toda candidez, de manera que va a estar presente todo este año, no tenemos la aspiración que esto se resuelva de un día para otro, esto va ser un proceso de explicación paulatino.

Juan Camilo Dauder - Bancolombia: Muchas gracias.



Operadora: y nuestra próxima pregunta viene de la línea de Andrés Cardona de BTG Pactual.

Andrés Cardona - BTG Pactual: Buenos días, yo tengo una pregunta sobre el programa de desinversión de activos no estratégicos, si de pronto tienen la expectativa de completar la venta de algún otro activo, de reiniciar rondas con las acciones que quedaron pendientes de Isa y de Empresa de Energía de Bogotá, y si también nos pueden dar un poco de color sobre la estrategia de desinversión de campos no estratégicos, se han anunciado un par de campos con Parex, pareciera que es más estrategia de carry on que de salir de esos activos y si podríamos esperar novedades en esos frentes en los próximos meses. Muchas gracias.

Maria Fernanda Suárez - Vicepresidente de Estrategia y Finanzas: Andres muchas gracias por la pregunta, sobre la desinversión de activos no estratégicos pues como saben materializamos pedazo de la desinversión de Isa recientemente, continuamos con nuestros planes de realizar las desinversiones tanto en ISA como en EEB, las condiciones del mercado son favorables y por eso estamos buscando cual es el momento oportuno para continuar con nuestro plan de desinversiones, pero seguimos exactamente con el mismo plan, tenemos también en el pipeline de desinversiones como saben a Propilco y esperamos seguir avanzando a lo largo del año en esta desinversión, le paso la palabra a Felipe para que les comente sobre campos no estratégicos.

Felipe Bayón-Vicepresidente Ejecutivo: Andres buenos días, si efectivamente en el tema de campos no estratégicos nosotros seguimos mirando donde pueden existir oportunidades de negocio para que otras compañías con la cuales estamos asociados o que van a entrar en esos campos puedan hacer las inversiones y garantizar que haya actividad y eventualmente que tengamos buenos resultados desde el punto de vista de producción, entonces hay unos campos en los cuales Ecopetrol va seguir concentrado, vamos a seguir con las inversiones que estamos haciendo y que hacen parte del core de nuestras actividades y habrá otros campos como mencionaba ahorita el tema de Parex, en donde traeremos inversión y pues en ese sentido Ecopetrol juega un rol fundamental para asegurarse que otras compañías también traigan inversión al país o que otras compañías que ya están en el país pues sigan afianzando la confianza en el país y que pues de alguna manera como industria veamos los beneficios.

Andrés Cardona - BTG Pactual: Ustedes tienen algún estimado de cuánto podría ser el carry que buscan en desinversión de estos activos o alguna meta digamos en términos de incrementar producción, algo que pudiera ser más tangible, digamos esta estrategia.



Felipe Bayón - Vicepresidente Ejecutivo: En ese sentido Andres, cada campo tiene sus propias particularidades y pues cada campo y cada oportunidad de negocio la miramos individualmente, no tenemos como tal un único número que rijan pues todas esas transacciones, entonces seguiremos mirándolos en todo el transcurso del año con esa óptica de mirarlo a nivel individual.

Andrés Cardona - BTG Pactual: Perfecto, muchas gracias.

Operadora: y nuestra próxima pregunta es de la línea de Catalina Ricaurte de Porvenir.

Catalina Ricaurte - Porvenir: Gracias por la presentación, tengo dos preguntas, una relacionada con Reficar, si nos pueden dar algún tipo de valor para incorporar en nuestra proyecciones de que nivel de utilización y de carga puede requerir esta refinería entrando en operación este año y la segunda está relacionada con el impuesto a la riqueza, quisiera confirmar el monto de este impuesto, que entiendo se vio reflejado en el PyG. Muchas gracias.

Maria Fernanda Suárez - Vicepresidente de Estrategia y Finanzas: Muchas gracias por la pregunta, con respecto al impuesto a la riqueza el monto que incorporamos en este trimestre del impuesto a la riqueza que se pagó por el grupo empresarial son COL\$670 millones de pesos que se llevan todos en el primer trimestre del 2016 y son los que se pagaran por todo el año. Sobre Reficar voy a pasarle la palabra a Tomas para que ustedes estén enterados respecto a cuál es el estado de las cosas, respecto a un guidance de cuál es el nivel de utilización y la carga esperada hemos estado siendo muy cuidadosos en no dar forecast porque es muy importante explicar que estamos en un proceso de estabilización de la refinería y de puesta en marcha y que una vez terminemos ese proceso de comisionamiento vamos a estructurar como les podemos dar a ustedes mejor información para sus proyecciones, le paso la palabra a Tomas para que les cuente sobre la parte operativa y estado actual de Reficar.

Tomas Hernández -Vicepresidente de Refinación: Buenos días Catalina, como dice Maria Fernanda los resultados hasta ahorita en los que es márgenes no es indicativo, estamos en el primer trimestre del proceso de arranque, estamos completando ese proceso de arranque en el primer semestre y obviamente eso no es indicativo de lo que esperamos de Reficar, estamos en un proceso de estabilización de ahí estamos estableciendo la línea base, como todo arranque de toda refinería nueva, viendo las oportunidades de optimización y no tenemos esa visión ahorita porque estamos estableciendo esa línea base, lo que sí sabemos es que todavía nos faltan dos plantas de conversión alta que nos van a ayudar a subir el margen en el segundo trimestre, lo que si sabemos de los márgenes es que no van a ser tan altos como los de 2015, ya sabemos



por la tendencias, sabemos que la expectativa es positiva para gasolina como la hemos visto ahorita, no tan optimista para el diésel eso es lo que estamos viendo.

Pero si tenemos un Plan de Transformación que estamos trabajando, buscando sinergias entre las dos refinerías para mejorar ese margen también a fin de año.

Catalina Ricaurte - Porvenir: Ok, muchísimas gracias.

Operadora: y nuestra próxima pregunta es de la línea de Andrés Duarte de Corficolombiana.

Andrés Duarte - Corficolombiana: Buenos días, muchas gracias por la presentación, y felicitaciones por lo que han hecho en términos de la evolución de costos y gastos.

Tengo dos preguntas relacionadas con transporte y con refinación. La primera es: el segmento de Transporte fue el único que mostro o que logro utilidades netas en este periodo, y este segmento no se relaciona con el precio del petróleo y parcialmente no se relaciona con los volúmenes transportados por temas de contratos take or pay, entonces yo quería saber si esa contribución era sostenible o qué podría esperar de la contribución de este segmento en los resultados de la compañía como un todo, bajo un escenario de un peso colombiano más fuerte, luego de que se revisen las tarifas, que se deberían haber revisado para comienzos de este año y probablemente con menores volúmenes transportados, esa es la primera pregunta. La segunda pregunta se relaciona un poquito con lo que acaba de preguntar Catalina y es relacionado con los resultados y las expectativas de la refinación, el margen operacional del periodo fue menos del 2% y quería saber si en términos de márgenes ustedes tenían algún tipo de guidance sobre que esperar en adelante y si había un precio mínimo o máximo o un precio del petróleo crudo específico a partir del cual este segmento pueda lograr unos mejores márgenes y mayor contribución para el resultado completo de la compañía. Muchas gracias.

Thomas Rueda - Presidente de Cenit: Andrés buenos días, aquí Thomas Rueda de Cenit, muchas gracias por su pregunta, la corta respuesta es que lo que estamos buscando es sostenibilidad en los resultados, si usted bien recuerda los resultados en el segmento del Transporte tienen básicamente tres componentes muy importantes, uno es el transporte de crudos por oleoductos, el transporte de productos terminados, refinados por poliductos y todo el tema de puertos y descargaderos, los tres segmentos o subsegmentos están comportándose muy bien y en donde vemos un reto en el mediano plazo es en el tema mayormente de oleoductos, como usted bien dice este es un negocio regulado y donde estamos enfocándonos nosotros es en el manejo de reducción de costos sostenibles y estructurales, es decir que perduren el tiempo y la reducción que hemos tenido en los últimos tres años ha sido de alrededor de 600 mil millones, un porcentaje del



37% de reducción. Entonces a lo que estamos apuntando es a ser mucho más eficientes, el tema de excelencia operacional y disciplina financiera es lo que nos rige y lo otro que estamos haciendo es viendo como maximizamos los volúmenes que estamos transportando por los oleoductos y en ese orden de ideas hemos logrando en los últimos seis meses aumentar la cantidad de volúmenes que antes los transportábamos por carro tanque y que ahora los estamos llevando por oleoductos, lo otro que estamos haciendo que mencionaba el doctor Echeverry es asegurándonos que los oleoductos son cada vez más costo eficientes para el productor y en ese orden de ideas tenemos un proyecto muy importante de llevar cada vez crudos más pesados, utilizando menos diluyente entonces estamos atacando por todos los frentes, técnicos, operacionales, financieros de tal manera que podamos sostener los ingresos que tenemos hoy en día, obviamente hay un tema de tasa de cambio el cual no controlamos y el cual ha contribuido de una manera importante a los resultados y de cambiar ese tema no veríamos los resultados tan fuertes pero para cerrar pues estamos tratando de subsanar ese impacto con todo lo que acabo de mencionar.

Tomas Hernández - Vicepresidente de Refinación: Buenos días Andres, con respecto a refinación, no tenemos un numero específico en lo que es el margen en adelante que vemos como expectativa, pero lo que si decimos es que vemos el comportamiento alineado con los márgenes internacionales y lo hemos visto así en Barrancabermeja y en Reficar, lo que estamos haciendo es enfocándonos mucho en la dieta de crudo, fortalecer el proceso de planeación para mejorar el margen y continuar con los aspectos de reducción de costos, optimización de costos, para poder mejorar el margen en la segunda mitad del año.

Andrés Duarte - Corficolombiana: Muchas gracias.

Operadora: y nuestra próxima pregunta viene de la línea de David Gamboa de TPH.

David Gamboa - TPH: Buenos días muchas gracias por las preguntas, tengo un par por favor, una en cuanto al mercado de gas natural en Colombia y la siguiente con respecto a costos. En la primera siempre se ha hecho mucho énfasis en cuanto a la producción de crudo de Ecopetrol, producción líquida, y sin duda el mercado de gas natural en Colombia en el momento es un mercado estrecho con muy buenos precios en comparación de otros mercados globales, ahora el portafolio de Ecopetrol está en su mayoría compuesto por activos de producción de crudo, alrededor del 80% de producción líquida, y campos en la Guajira en declive, todo esto bajo un escenario global en cual se busca incrementar la producción en energías un poco más limpias, me gustaría saber cuál es el plan estratégico de Ecopetrol en cuanto a re balancear el portafolio, agregando activos gasíferos ya sea en forma orgánica o inorgánicamente en el corto, mediano o ya sea a largo plazo.



La segunda pregunta en cuanto a costos, se ha visto pues una reducción impresionante y pues si se mantiene el nivel de ahorro que se vio en el primer trimestre sin duda se va a cumplir la meta para el año, lo que a mí me preocupa es la sostenibilidad de estos ahorros, alrededor del 78% de estos ahorros que se vieron en el primer trimestre vienen de costos fijos, quisiera saber si nos pueden dar un poco más de color, como se ve esto evolucionando a través de los siguientes tres trimestres, se mencionó que en el segundo trimestre va haber un beneficio por reducción en costos en diluyentes pero quisiera saber si nos pueden contar un poco como va hasta el momento el tracking de reducir estos costos y como se ve la meta para el 2016, gracias.

Juan Pablo Ospina - Vicepresidente Comercial y Mercadeo: David, Juan Pablo Ospina, en la primera pregunta respecto al balanceo del portafolio o de nuestro portafolio, nosotros tenemos una visión de mediano y una visión de largo plazo en el temas del gas, en la visión de mediano plazo estamos trabajando en algunos proyectos de onshore, algunos actuales que nos uedan dar una mayor capacidad de producción pero también acompañar un poco el proyecto de gas con el proyecto de infraestructura, porque sabemos que la infraestructura es preponderante para poder desarrollar los activos de gas, entonces en el mediano plazo estamos buscando incrementar nuestra producción del gas en algunos campos, sabemos que la Guajira va en declive, Cusiana, Cupiagua más allá del 2020 empezaría a declinar, luego en el corto plazo onshore pero a la vez dando la señal necesaria para que se facilite la infraestructura y con eso seguir el desarrollo, en el largo plazo pues como ya se ha venido repitiendo es el tema de gas offshore y para eso estamos trabajando desde ahora no solamente preparándonos no solo en la parte técnica sino en la parte de mercados, y el entorno regulatorio que posibilite este desarrollo para la Compañía.

Max Torres - Vicepresidente de Exploración: David, Max Torres Vicepresidente de Exploración, buen día. En el tema de gas estamos trabajando mucho con el potencial offshore yo creo que como decía Juan Pablo correctamente en el corto plazo hay una cantidad de proyectos de onshore de entrada corta en el mercado pero en el mediano y largo plazo estamos trabajando mucho sobre el potencial offshore de Colombia en el Caribe, tu sabes tenemos dos descubrimientos significativos de gas y estamos por perforar pozos de delineación en este año y el año que viene, con esa información y teniendo en cuenta que necesitamos ayuda del regulador y con un mercado creciente y con un precio también al alza pensamos de que esos proyectos son económicos y nos pueden dar un apalancamiento hacia el futuro en lo que es el gas doméstico y si tenemos suerte inclusive gas de exportación, estamos muy entusiasmados con los resultados nosotros y los socios Anadarko, Petrobras, Repsol, Statoil, Shell, gente que está



trabajando con nosotros en este tema y vemos con mucho entusiasmo el futuro de lo que es gas offshore.

Operadora: Damas y Caballeros esto concluye nuestra sesión de preguntas y respuestas, le paso la palabra al Presidente, Juan Carlos Echeverry.

Maria Fernanda Suárez - Vicepresidente de Estrategia y Finanzas: Falta una pregunta para responder del tema de costos, Carmen un momento.

Maria Fernanda Suárez - Vicepresidente de Estrategia y Finanzas: Mil gracias por la pregunta, como hemos mencionado esta gerencia está muy enfocada en todo el tema de reducción de costos, vemos que la reducción de costos es un imperativo para mantenernos más competitivos y de esa manera todo nuestro trabajo ha sido enfocado a que esto sea una reducción sostenible en el tiempo, por eso tenemos un Plan de Transformación que tiene una Vicepresidencia de Transformación a cargo de asegurar que todas las reducciones que tenemos son reducciones sostenibles y una vez el precio de la vuelta pues esto no nos genere un reverso, obviamente que hay temas en los costos variables que están sujetos al precio en donde vamos a tener reversos, pero todos los temas en donde hemos estado logrando ahorros de manera sostenida que son principalmente en el tema de mantenimientos, en todo el tema de intervención de pozos, cambios estructurales en el modelo de procura, son cambios absolutamente estructurales.

Respecto al tema del diluyente, que como bien menciona para nosotros que somos una empresa con una participación muy importante en crudos pesados, la iniciativa de diluyentes es una de la iniciativas más importantes desde el punto de vista de ganar competitividad de manera estructural y en eso exitosamente durante el primer trimestre del 2016 logramos transportar a 405 centi stokes y eso nos va generar ahorros en diluyentes y estamos en toda la iniciativa para ir a 600 centi Stokes hacia finales del año y esto es un cambio estructural y no son recortes de ahorro, sino son eficiencias y son estructurales.

Rafael Guzmán - Vicepresidente Técnico: David, soy Rafael Guzmán, me gustaría añadir un par de temas sobre costos y cambios estructurales y tengo dos ejemplos que están en la presentación, el primero es en el tema de perforación, la perforación para nosotros es cerca del 70% de la inversión que hacemos en producción y como usted puede ver en la gráfica hemos reducido significativamente los días de perforación un 44% en Castilla y 39% en Chichimene, gran parte de los costos de perforación están expresados en tarifas diarias que pagamos de alquileres de equipos, de personal y demás cosas entonces una reducción del tiempo que es una eficiencia operacional, independientemente del precio, los días de perforación van a ser los que estamos



reflejando últimamente y el costo al estar ligado a la tarifa son cambios ya estructurales del costo de perforación.

El otro es el mantenimiento de pozos, cerca del 35% del costo de levantamiento que tenemos en nuestros campos es el mantenimiento que hacemos en los pozos de producción, y lo que estamos mostrando es una gran reducción del costo 23% y en parte también ligada a la reducción del tiempo en la operación, tiempo que duramos en la reparación de los pozos y ahí también gran parte de los costos están fijados en tarifas diarias, lo otro también es alargar la vida de los pozos, es decir hacerles menos necesarios mantenimientos y también estamos mostrando reducciones es decir los pozos ya no nos fallan tan frecuentemente como lo hacían antes y esto también es algo estructural de nuestro procedimiento y manejos de pozos que independiente del precio pues ya se mantendrían estas reducciones.

Maria Fernanda Suárez - Vicepresidente de Estrategia y Finanzas: David, quizás lo último es nosotros estamos absolutamente comprometidos con nuestra meta de reducción que anunciamos que es de 1.6 billones pero si para los forecast futuros si es importante mencionar que en el primer trimestre, y ha pasado a lo largo de todos los años, típicamente hay un efecto de sub ejecución entonces eso es importante sobre todo para los forecast que hagan para los trimestres que vienen. Muchas gracias.

Ahora le paso la palabra al presidente de la Compañía para los comentarios finales.

Juan Carlos Echeverry - Presidente: Muchas gracias a todos ustedes por haber participado en esta conferencia telefónica, nosotros estamos complacidos con estos resultados del primer trimestre del 2016, este es un trabajo en equipo que muestra las metas compartidas que tiene este nuevo equipo que está a cargo de Ecopetrol, el equipo gerencial en los diferentes segmentos, ustedes han oído a viva voz de cada uno de ellos sus opiniones y su actitud su estrategia, nosotros estamos en un año de transición como lo hemos enfatizado, este es un año 2016 en el que estamos acabando la refinería de Cartagena, ya está cargando hoy 144 mil barriles día, pero falta por prender la unidad de alquilación, falta por llevarla a 165 mil barriles y estabilizarla, la refinería todavía no está al 100% y nos toca conocerla, toda refinería, como dicen los que saben de esto, tienen una especie de huella dactilar, las refinerías todas son diferentes, hay que conocerlas, hay que optimizarlas y ese es un juego entre química y trading que es fascinante, pero es delicado, es difícil, se va aprendiendo, los primeros dos años son críticos.

De otro lado estamos acabando Bioenergy que es una planta de etanol con cerca de 20 mil hectáreas potencial de plantación de azúcar, esperamos terminar las plantas en diciembre de este año y ponerlas a producir el próximo año, con esto se liberarían cerca



de US\$1,000 millones de dólares de inversión para dedicarlas a producción y exploración el próximo año, estamos ya en este año y hacia el próximo reiniciando nuestra campaña de perforación en Castilla y en el segundo semestre en Rubiales, de manera que podamos con el nuevo precio del barril de petróleo, podamos recuperar caja orientable hacia exploración y producción.

Vamos a estar dependiendo de un precio sumamente incierto, nosotros tendemos a ser muy conservadores en nuestras expectativas de precio, el precio es un yoyo, igual como está a 45 puede volver a 35, no lo sabemos, todos esperamos lo mejor pero Ecopetrol está preparado para las dificultades, lo hemos demostrado el año pasado y este, de manera que si el precio lo permite estaríamos transfiriendo uno a uno casi los dólares que produzcamos extras hacia exploración y producción, nosotros ya tenemos los recursos para poner en el mid y en el down de este año de manera que cualquier upside iría para el up.

Hemos demostrado que tenemos la capacidad de reaccionar a dificultades en el ambiente empresarial, en el ambiente regional, en el ambiente local, y que hemos mantenido una sólida posición de caja protegiendo el Ebitda y manteniendo finanzas muy sólidas, esto creo que ha quedado claro a lo largo de los últimos 12 meses y por último nuestro foco será producción y crecimiento en exploración que podremos materializar realmente cuando se acabe el año de transición 2016 y entremos a la fase 2017 en adelante, en el segundo semestre de este año esperaríamos estar presentando el programa de transformación 2.0 de Ecopetrol y las guías hacia el 2020, las cuales la última vez que las presentamos eran con escenarios de precios pues que ya nos son realistas en este momento pero pues dado que en este momento tener un escenario de precios es muy difícil para los próximos 5 años, estamos esperando a que nos acerquemos hacia el final de año y podamos presentar unas proyecciones de precios y demás variables hacia el 2020 más sustentadas, muchas gracias por haber participado en esta llamada y por el interés en Ecopetrol. Un buen día para todos.

Operadora: Damas y caballeros esto concluye el programa, puede desconectarse, que tengan todos un lindo día.

