

TEXTO LLAMADA DE CONFERENCIA
Resultados Financieros y Operacionales
Primer trimestre de 2013

Lámina 2: ALEJANDRO GIRALDO

Introducción por Alejandro Giraldo

Buenos días a todos y bienvenidos a la llamada de conferencia donde revisaremos los resultados financieros y operacionales de Ecopetrol en el primer trimestre de 2013.

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. Dichas proyecciones 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.

Lámina 3: ALEJANDRO GIRALDO

La llamada de conferencia será liderada por el Sr. Javier Gutiérrez, presidente de Ecopetrol. Adicionalmente participan: Héctor Manosalva – Vicepresidente Ejecutivo de Exploración y Producción, Pedro Rosales - Vicepresidente Ejecutivo del Downstream, Adriana Echeverri, Vicepresidente Corporativa de Finanzas, Jaime Bocanegra, - Vicepresidente encargado de Transporte y Logística - y Enrique Velásquez, Vicepresidente de Exploración.

Ahora le cedo la palabra al Sr. Gutiérrez, presidente de Ecopetrol.

Lámina 4: DR. GUTIERREZ

Gracias Alejandro. Buenos días a todos los participantes en la llamada de conferencia de hoy.

En primer lugar presentaremos los principales resultados que obtuvimos en el primer trimestre de 2013. En segundo lugar repasaremos los hitos claves de cada área de negocio y haremos un resumen de los resultados financieros y de nuestras iniciativas de consolidación interna.

En tercer lugar, presentaremos las perspectivas para el año 2013; y, finalmente, cerraremos la llamada con una sesión de preguntas y respuestas.

Vamos ahora a la lámina 5 para ver los logros más importantes del primer trimestre del año.

Lámina 5: DR. GUTIERREZ

En general, los resultados del primer trimestre estuvieron dentro de lo previsto por Ecopetrol.

La producción, incluyendo participaciones en filiales y subsidiarias, alcanzó los 791 mil barriles de petróleo equivalente por día en este trimestre. Los campos que más aumentaron su producción fueron Rubiales, Chichimene, Castilla y Quifa.

Desarrollamos nuestra actividad exploratoria y realizamos 3 hallazgos en Colombia, dos de ellos de Ecopetrol y uno de Hocol.

Así mismo, nuestra filial en Estados Unidos, Ecopetrol América Inc. presentó las propuestas más competitivas para 6 bloques en la ronda “Central Planning Area Lease Sale /227” en la Costa del Golfo de los Estados Unidos.

Pasando al segmento de transporte, la construcción de la primera fase del Oleoducto Bicentenario registró un avance de 66% al cierre del primer trimestre de 2013. Adicionalmente, es importante mencionar que Ecopetrol completó la transferencia de todos sus activos de transporte y logística a Cenit.

Por otra parte, en el segmento de refinación seguimos ejecutando los proyectos de modernización de Cartagena y Barrancabermeja, los cuales reportaron un avance de 79.4% y 15%, respectivamente.

También realizamos nuestra Asamblea General el pasado 21 de marzo, a la cual asistieron más de 13 mil accionistas.

En cuanto al desempeño en HSE, los resultados del primer trimestre mejoraron frente al mismo trimestre de 2012.

Por último, me gustaría destacar la mejora en la perspectiva de la calificación de riesgo de Ecopetrol por parte de Fitch, la cual pasó de estable a positiva.

Lámina 6: DR. GUTIERREZ

Vamos por favor a la lámina 7 para revisar la ejecución de inversiones durante el primer trimestre de 2013.

Lámina 7: DR. GUTIERREZ

Las inversiones alcanzaron los 1,452 millones de dólares, distribuidas de la siguiente manera: el 48% de los recursos se destinó a producción gracias a la aprobación de licencias ambientales para facilidades en manejo de fluidos, principalmente en Castilla y Rubiales; el 34% a las subsidiarias, lo cual incluye los recursos aprobados para el proyecto de modernización de Reficar; el 10% a Transporte, principalmente a la inversión en los oleoductos Bicentenario y San Fernando-Monterrey; el 3% a refinación y petroquímica; y el 1% restante a iniciativas de consolidación interna y suministro y mercadeo.

Ahora le cedo la palabra a Héctor Manosalva, quien comentará los principales resultados de Exploración y Producción.

Lámina 8: HECTOR MANOSALVA

Iniciemos con los resultados de exploración.

En el primer trimestre de 2013 hicimos tres descubrimientos en Colombia: Venus-2 y Pastinaca, perforados por Ecopetrol, y Canario Sur por Hocol. Adicionalmente, 2 pozos estratigráficos de Ecopetrol probaron la presencia de hidrocarburos, Segua-1 y Circe-1. La mayoría de los hallazgos se hicieron en la región de los Llanos.

Continuamos fortaleciendo nuestro portafolio internacional de activos exploratorios. Nuestra subsidiaria Ecopetrol América Inc presentó las propuestas más competitivas para 6 bloques en el Lease Sale /227 en la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Ecopetrol América Inc. se presentó en 2 bloques en conjunto con Murphy Exploration and Production; con Anadarko US Offshore Corporation, MCX Gulf of Mexico y JX Nippon Oil Exploration (U.S.A.) Limited en dos bloques, y en dos bloques será el titular del 100% de los derechos.

Miremos ahora los resultados de producción en la lámina 9.

Lámina 9: HECTOR MANOSALVA

En el primer trimestre de 2013 la producción promedio bruta del grupo empresarial alcanzó un nuevo récord de 791 mil barriles de crudo equivalente por día. Los mayores crecimientos se presentaron en los campos de Rubiales con 21 mil barriles por día, Chichimene con 12 mil barriles por día, Castilla con 11 mil barriles por día, y Quifa con 5 mil barriles por día adicionales.

Pasemos ahora a los resultados financieros en la lámina 10.

Lámina 10: HECTOR MANOSALVA

Los ingresos del segmento en el primer trimestre de 2013 se redujeron en un 11% frente al primer trimestre de 2012, debido a la disminución en precios de los crudos en el mercado internacional, que generaron una caída de 7% en el precio acumulado de la canasta de crudos de exportación.

Por su parte, los costos operacionales aumentaron principalmente por los mayores volúmenes de agua a tratar, especialmente en el campo Rubiales, y mayores costos de inyección de vapor en el área del Valle Medio del Magdalena.

Con ello, el segmento reportó en el primer trimestre de este año una utilidad neta COL\$3,532 millardos y un EBITDA de COL\$6,499 millardos.

Con esto cedo la palabra a Jaime Bocanegra, quien presentará los resultados del segmento de Transporte.

Lámina 11: JAIME BOCANEGRA

Gracias Héctor.

Empecemos por nuestros resultados operativos.

En el primer trimestre de 2013 el volumen transportado creció 2.5% frente al mismo trimestre de 2012, llegando a 1 millón 255 mil barriles por día, gracias a las mayores cantidades de crudo pesado transportadas desde la zona de los Llanos Orientales.

En línea con nuestros planes de crecimiento, se destacan la expansión de 40 mil barriles por día en Apiay-Monterrey y de 30 mil barriles por

día entre Vasconia y Coveñas. Adicionalmente, se incrementó en 10 mil barriles por día la capacidad del descargadero de Ayacucho.

La construcción de la fase I del Oleoducto Bicentenario tuvo un avance general de 66% al cierre del primer trimestre. Esperamos iniciar el llenado de línea en el próximo mes de Junio.

En cuanto a Cenit, al primero de abril Ecopetrol completó el aporte de los activos relacionados con la actividad de transporte y logística de hidrocarburos a la nueva filial. Los activos transferidos tienen un valor de \$13,6 billones de pesos.

Con ello, Cenit comenzó su operación desde el primero de abril bajo el nuevo modelo de negocio, en el cual Ecopetrol continuará siendo el operador de la infraestructura y Cenit establecerá y planeará las expansiones del sistema de acuerdo con los requerimientos de capacidad de las compañías en Colombia.

Veamos ahora un poco más acerca de Cenit en lámina 12.

LAMINA 12: JAIME BOCANEGRA

Como se mencionó, Cenit prestará todos los servicios de transporte y logística mediante contratos suscritos con Ecopetrol, otros productores de crudo y distribuidores.

Ecopetrol será responsable por la operación, mantenimiento, respuesta a emergencias, administración de riesgos y manejo de proyectos. Cenit suministrará todos los servicios de transporte, almacenamiento, cargue y descargue de hidrocarburos, asegurando a Ecopetrol la capacidad requerida para atender sus necesidades.

Con la creación de Cenit aseguraremos reglas claras al mercado, al separar los roles de Ecopetrol como dueño, planeador, operador y usuario de los sistemas. Cenit operará con un modelo abierto, en el que todos los interesados tendrán la posibilidad de acceder a la infraestructura de transporte.

Las tarifas por el uso de los sistemas son establecidas por el Ministerio de Minas y Energía para todos los usuarios.

Bajo este nuevo esquema, Ecopetrol hace la transición de un modelo de distribución de costos de transporte a uno de centro de beneficios.

Para terminar, repasemos los resultados financieros del segmento.

LÁMINA 13: JAIME BOCANEGRA

Durante el primer trimestre del año se generó un aumento en los ingresos de inter-segmentos debido al aumento en la producción de crudo en el área de los Llanos, con respecto al mismo periodo del año anterior.

Respecto a los costos variables, disminuyeron los cargues de costos variables asociado al consumo de los crudos en las estaciones de terceros.

Las actividades encaminadas al aseguramiento de la integridad en los sistemas de transporte generaron un aumento en los costos fijos en los rubros de mantenimiento y servicios contratados durante el periodo comprendido entre enero y marzo de 2013.

Con esto, paso la palabra a Pedro Rosales, quién comentará sobre los resultados del Downstream.

Lámina 14: PEDRO ROSALES

Gracias Jaime, vamos por favor a la lámina No.14.

En el primer trimestre de 2013 la carga de la refinería de Barrancabermeja aumentó gracias a la mayor disponibilidad operacional por menor actividad de mantenimiento en comparación con la llevada a cabo durante el primer trimestre del año anterior.

La carga de Cartagena también creció comparada con el primer trimestre de 2012, período en el cual la refinería tuvo una menor disponibilidad de crudos livianos.

En Barrancabermeja el margen del primer trimestre de 2013 cerró muy por encima del obtenido en el mismo periodo de 2012, debido al menor costo del crudo cargado y a los mejores precios internacionales para gasolinas y diésel, productos que representaron el 65% de la producción total.

Comportamiento similar ocurrió en Cartagena aunque en menor proporción, considerando las restricciones que le impone su configuración, menos flexible que la de Barrancabermeja.

En relación con nuestros principales proyectos, al cierre del primer trimestre de 2013 la modernización de Barrancabermeja tuvo un avance de 15% y el plan maestro de servicios industriales de 67%.

La ampliación y modernización de Cartagena alcanzó un avance de 79.4%, discriminado así: ingeniería de detalle, casi terminada 99.9%; compras, 97.7%; los módulos, 100%; y la construcción, que inició en octubre de 2011, ya va en el 44.7%.

Va la pena mencionar que este año los avances semanales de la construcción se han duplicado con respecto a los que se venían observando en el año 2012, pasando de cerca de 0.4% a más del 0.8%.semanal

Miremos ahora los resultados financieros del segmento.

Lámina 15: PEDRO ROSALES

En el primer trimestre éste segmento presentó un Ebitda de COL\$261 millardos, superior al del mismo periodo del año anterior, y en línea con un mejor margen bruto de refinación. A pesar de este buen resultado operativo, se generó una pérdida neta de COL\$157 millardos debido principalmente a pérdidas en Reficar.

Pasemos a la lámina 16 para revisar los resultados de la gestión de suministro y mercadeo.

Lámina 16: PEDRO ROSALES

Las ventas en Ecopetrol aumentaron en 14 mil barriles por día entre el primer trimestre de 2012 y 2013 debido principalmente a mayores ventas para Zona Franca y a entregas locales de crudo para mezclas de combustibles marinos.

Nuestras exportaciones se redujeron en 2.6%, debido a una menor disponibilidad de crudo Caño Limón, Magdalena y Vasconia, y de gas natural por mayores entregas en el mercado local para atender la demanda de los generadores térmicos en Colombia.

En línea con las tendencias internacionales de precios, el valor de nuestra canasta de exportación de crudos y productos cayó frente al primer trimestre de 2012, reflejando la menor demanda en las refinerías de los Estados Unidos y la incertidumbre acerca de la recuperación económica de Europa.

El principal destino de nuestras exportaciones de crudo fue los Estados Unidos, seguido por el Lejano Oriente y América Central. El Lejano Oriente se ha convertido en un mercado muy importante para nuestros crudos pesados, pasando de una participación del 20% al 36% en los últimos doce meses.

El principal indicador de referencia para nuestras ventas internacionales fue el crudo Brent, con 62%, seguido por el Maya con un 37% y otros indicadores con un 1%.

Con esto, le cedo la palabra a Adriana Echeverri, quien comentará acerca de los resultados financieros de Ecopetrol.

Lámina 17: ADRIANA ECHEVERRI

Gracias Pedro. Vamos por favor a la lámina 18.

Lámina 18: ADRIANA ECHEVERRI

Como pueden ver, si bien aumentamos las cantidades vendidas, nuestros ingresos cayeron 4% entre el primer trimestre de 2012 y 2013, debido principalmente a la disminución de 5.7% en el precio promedio de venta de crudo y productos.

Al cierre del primer trimestre de 2013 se tenían aproximadamente 2 millones de barriles exportados a India en tránsito y alrededor de 1 millón de barriles que estaban todavía en proceso de cargue en el puerto, los cuales serán registrados como parte de nuestras ventas en el segundo trimestre de 2013.

Vamos ahora a la lámina 19 para ver los principales resultados financieros del primer trimestre de 2013.

Lámina 19: ADRIANA ECHEVERRI

Como se mencionó, nuestros ingresos se redujeron frente al primer trimestre de 2012, principalmente por efecto de los menores precios de venta.

Por su parte, los costos variables aumentaron debido a varias razones:

Primero, un mayor cargo por servicios de transporte como resultado de la aplicación de las tarifas establecidas por el Ministerio de Minas y

Energía en el oleoducto de Orensa, bajo el nuevo enfoque de centro de beneficio para el transporte;

Segundo, un mayor volumen de importaciones, principalmente de diésel y gasolina; y,

Tercero, un mayor valor de la amortización y agotamiento de las inversiones petrolíferas debido a las mayores capitalizaciones y el crecimiento de la producción.

Del lado de los costos fijos, éstos sufrieron incrementos debido a varios factores también:

Primero, la mayor actividad programada de mantenimiento de la infraestructura de transporte como parte del Programa de Integridad que empezamos en 2012 y el cual se culminará en el año 2016; y de mantenimiento de los sistemas de bombeo electrosumergible de pozos en Chichimene y Castilla;

Segundo, el incremento en los servicios contratados por una mayor actividad de subsuelo y por la disposición de agua y el incremento del factor de corte de agua y sedimentos, que han afectado principalmente los campos Rubiales y Quifa.

Tercero, la aplicación de la reciente Reforma Tributaria que generó un costo adicional, debido a que las gasolinas, el diésel y el asfalto pasaron a ser bienes excluidos de IVA, con lo cual el IVA pagado en la cadena de producción de estos bienes se constituye ahora en un mayor costo que no puede ser descontado de renta como cuando eran bienes gravados; y,

Cuarto, mayores costos laborales por crecimiento en planta de personal, acciones de compensación y competitividad, e incremento salarial a partir de Julio 1º de 2012.

Por otro lado, los gastos operativos se redujeron en comparación con el primer trimestre de 2012, debido principalmente a la disminución en el gasto de provisiones por conmutación pensional y en los gastos exploratorios. Éstos ayudaron a compensar el mayor valor de los convenios para la protección de los sistemas de transporte y de la infraestructura.

Con esto, la utilidad operativa llegó a \$5.7 billones de pesos en el primer trimestre de 2013, con un margen operacional de 38.5%.

Pasando al resultado no operativo, este mejoró, principalmente por la reducción de 409 millardos de pesos en la línea de pérdidas por diferencia en cambio. Esta menor pérdida fue parcialmente contrarrestada por:

Primero, los menores resultados de las compañías del grupo registrados bajo el método de participación, los cuales ascendieron a \$154 millardos, frente a \$444 millardos en el primer trimestre de 2012 y,

Segundo, por la reducción en ingresos netos financieros, dado por los menores rendimientos sobre depósitos en bancos y un mayor gasto de intereses en créditos, frente al mismo trimestre del año anterior.

La disminución del gasto por impuesto de renta en el primer trimestre de 2013 frente al mismo trimestre de 2012 se explica principalmente por la reducción en la utilidad.

La utilidad neta finalmente llegó a \$3.5 billones, con un margen neto de 24%. El EBITDA alcanzó los \$6.9 billones de pesos, con un margen EBITDA de 47%.

Pasemos ahora a la lámina 20, aquí vemos el flujo de caja y el balance general de Ecopetrol al cierre de marzo de 2013.

Lámina 20: ADRIANA ECHEVERRI

El trimestre se inició con \$10.7 billones de pesos en efectivo y equivalentes de efectivo. La generación interna y otras fuentes sumaron \$15 billones de pesos, que pagaron la operación, las inversiones y el tercer pago del dividendo ordinario y el dividendo extraordinario de 2011 a la Nación.

El saldo final en caja fue de \$8.6 billones de pesos.

El nivel de endeudamiento se mantuvo bajo, con una relación de obligaciones financieras sobre EBITDA de doce meses de 0.21.

Asimismo, como se mencionó anteriormente, Fitch reafirmó sus calificaciones internacionales en moneda local y extranjera en BBB y BBB- en el primer trimestre de este año. Al mismo tiempo, modificó de “estable” a “positiva” la perspectiva de la calificación, en línea con el cambio en la perspectiva de la República de Colombia. Por su parte,

Moody's confirmó la calificación Baa2 con perspectiva estable para Ecopetrol.

Miremos en la siguiente lámina los principales resultados financieros del grupo empresarial en el primer trimestre de 2013.

Lámina 21: ADRIANA ECHEVERRI

En el consolidado, la utilidad neta fue de \$3.4 billones de pesos, el Ebitda fue de \$7.4 billones de pesos y el margen EBITDA fue de 44%.

El EBITDA disminuyó principalmente como consecuencia de los menores ingresos del grupo en el primer trimestre de 2013.

En general, las filiales y subsidiarias de los segmentos de Exploración y Producción y Refinación y Petroquímica tuvieron menores utilidades. Entre las compañías de transporte, Ocesa comenzó a operar bajo el esquema de centro de beneficios desde el primer trimestre de este año.

Las mayores ventas sin eliminaciones fueron las de Reficar con \$1,938 millardos, seguidas por las de Hocol con \$771 millardos y las de Ocesa con \$467 millardos.

En cuanto al EBITDA sin interés minoritario, los mejores resultados fueron los de Ocesa con \$270 millardos de pesos, Hocol con \$200 millardos y de Equion con \$94 millardos de pesos.

Las mayores utilidades netas sin interés minoritario fueron las de Ocesa con \$174 millardos de pesos, Hocol con \$91 millardos y ODL con \$37 millardos de pesos.

Por su parte, las mayores pérdidas netas fueron reportadas por Reficar con \$118 millardos y Ecopetrol América Inc. con \$51 millardos de pesos.

Con esto le cedo nuevamente la palabra al Dr. Gutiérrez, quien comentará los avances de Ecopetrol en sus iniciativas de consolidación interna y de responsabilidad social corporativa.

Lámina 22: DR. GUTIERREZ

Gracias Adriana, vamos a la lámina 23.

Lámina 23: DR. GUTIERREZ

Logramos una reducción en la frecuencia de accidentalidad con pérdida de tiempo, que pasó de 1.03 en el primer trimestre de 2012 a 0.98 accidentes por millón de horas-hombre trabajadas en el primer trimestre de 2013.

También logramos una reducción en los incidentes ambientales por causa operacional, que pasaron de 6 en el primer trimestre de 2012 a 4 en el primer trimestre de 2013.

En relación con nuestros grupos de interés, el 21 de marzo se llevó a cabo la Asamblea General, con la participación de más de 13.500 accionistas.

Las principales decisiones de la Asamblea fueron:

Primero, la aprobación de un dividendo de \$291 pesos por acción, que se pagó en una cuota a todos los accionistas minoritarios desde el pasado 15 de abril.

Segundo, la aprobación de los estados financieros de Ecopetrol y Ecopetrol Consolidado.

Tercero, la selección de Pricewaterhouse Coopers como revisor fiscal por un período de 12 meses; y,

Cuarto, la reelección de los miembros de la Junta Directiva por un período de 12 meses.

Vamos ahora a finalizar la llamada con las perspectivas para el segundo trimestre de 2013.

Lámina 24: DR. GUTIERREZ

Vamos por favor a la lámina 25.

Lámina 25: DR. GUTIERREZ

Por el lado de la actividad exploratoria, en primer lugar perforaremos cuatro pozos A3, tres de ellos por parte de Ecopetrol y uno por parte de Hocol. En segundo lugar, perforaremos tres pozos A1, dos de ellos en Colombia y el otro en la costa del Golfo de México. En tercer lugar, perforaremos cuatro pozos estratigráficos, dos de ellos por parte de Ecopetrol y los dos restantes por parte de Hocol.

En cuanto a la producción, vamos a mantener los actuales niveles de crecimiento liderados por los campos Castilla, Chichimene, Rubiales, Quifa, Piedemonte y La Cira-Infantas. Asimismo, ampliaremos las instalaciones de tratamiento de fluidos de Chichimene en 40 millones de barriles. Finalmente, gestionaremos la obtención de las licencias ambientales para verter 1.2 millones de barriles de agua al día en Castilla e inyectar un millón de barriles de agua al día en Rubiales.

Respecto al segmento de Refinación, mantendremos el ritmo de construcción que alcanzamos durante el primer trimestre de este año en la Refinería de Cartagena. Entretanto, en la refinería de Barrancabermeja iniciaremos los preparativos para la modernización de la unidad de crudo U-250 que iniciará en el tercer trimestre e implementaremos la tecnología de reducción de emisiones contaminantes.

En transporte, está previsto iniciar el llenado de la línea del Oleoducto Bicentenario en junio y empezar a operar en julio.

En resumen, mantendremos el dinamismo observado en el primer trimestre del año, alcanzaremos los hitos claves en transporte y avanzaremos a buen ritmo en la ejecución de nuestros proyectos. Todo ello con el fin de lograr las metas fijadas para este año.

Ahora abro la sesión para las preguntas de nuestros participantes.

Frank McGann – Bank of America

Buenos días, dos preguntas si puedo, uno es en temas de producción el nivel en el primer trimestre, como ustedes ven a lo largo del año han contado con el objetivo que tiene por año en total, ¿Cómo ven mucho crecimiento que pueden tener o va a mantener más o menos estable durante el año?

Y segundo en temas de exploración, si pueden tener una actualización en caño sur y como van eso en temas de cuando pueden anunciar la comercialidad de caño sur y definir mejor el volumen recuperable ahí? Gracias.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Frank, buenos días, muchas gracias, respecto a producción en principio nos mantenemos en la cifra que hemos revelado al mercado de 798 mil barriles en promedio.

Y en relación con las perspectivas de caño sur le pido a Héctor Manosalva que se refiera al respecto y la perspectiva de comercialización.

Hector Manosalva – Vicepresidente Ejecutivo de Exploración y Producción

Frank muy buenos días, en efecto hemos venido desarrollando una campaña de pozos appraisal en el área de caño sur y concretamente en el bloque Caño Sur Este, hemos perforado alrededor de 20 pozos appraisal y 14 pozos estratigráficos, esto nos ha permitido la configuración del modelo geológico y probar la presencia de hidrocarburos en este bloque, tenemos previsto tener una declaratoria de comercialidad en noviembre de este año.

Frank McGann – Bank of America

Muchas gracias.

Omar Escorcia - Asesores en Valores

Buenos días para todos, yo quisiera tener un poco de perspectiva acerca de los planes del campo rubiales de mediano plazo, quisiera saber más o menos cuánto tiempo estiman que se tomen para tomar la operación del campo como tal, y de aquí a futuro teniendo en cuenta el alto corte de agua, ¿cómo esperarían solucionar o manejar el tema de manejo de agua y de electricidad?

La segunda pregunta es frente al plan de inversiones de este año, pues hemos visto que se ha ejecutado el 15.28% y si ¿hay algún trimestre en especial que se vaya a hacer mayor ejecución vía exploración? Gracias.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Sobre el tema Rubiales se refiere Héctor Manosalva, Omar.

Hector Manosalva – Vicepresidente Ejecutivo de Exploración y Producción

Omar, buenos días, en efecto hemos definido conjuntamente con nuestro socio Pacific Rubiales, que el plan de desarrollo del campo va mantener un plateau de 210 mil barriles de producción, este es el plateau que hemos venido alcanzando este año y lo vamos a tener por los próximos años.

Respecto al manejo de agua, igualmente hemos definido una estrategia que está fundamentada en incrementar los volúmenes de inyección de

agua, recordemos que ya fue aprobada un permiso por 1 millón de barriles adicionales de inyección, con lo cual el campo tiene permitido inyectar cerca de 2 millones de barriles diarios de agua y un vertimiento de 300 mil barriles de agua por día, la estrategia va dirigida a fortalecer la infraestructura de inyección en el campo para manejar esos mayores volúmenes de agua.

Con respecto a la energía está próxima a entrar una línea de 230 kilo voltios que vienen desde Chivor que va a permitir soportar los requerimientos de energía en cerca de 100 megavatios con un impacto importante sobre la reducción de los costos del campo.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Respecto a exploración toma la pregunta Enrique Velásquez, en general el plan de inversiones viene avanzando de acuerdo con el ritmo previsto, y las mayores inversiones en exploración la concentración estará en el tercer y cuarto trimestre, Enrique se refiere al detalle.

Enrique Velásquez – Vicepresidente Ejecutivo de Exploración

Si Omar, buenos días, efectivamente tendremos para el tercer trimestre y cuarto trimestre, un incremento en exploración, principalmente por proyectos sísmicos que desarrollaremos en áreas de llanos y áreas de Valle Medio del Magdalena, de tal manera que creemos que nuestro plan de inversiones va a estar cumplido.

Omar Escorcía - Asesores en Valores

Gracias. Frente al tema rubiales me quiero referir un poco hacia el 2016, que pasaría ahí porque pues entiendo que el proyecto de transmisión de energía es 100% del socio actual, mientras que hay pues otro proyecto de manejo de agua, Ecopetrol como solucionaría ese tema en el 2016 o si ven esto como una posibilidad muy lejos de pensar, o sea un evento muy prematuro. Gracias.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Respecto al 2016, como muy probablemente ya tú conoces y ha sido difundido, hemos recibido una solicitud por parte de Pacific Rubiales en relación con la extensión y como sucede siempre con este tipo de situaciones, pues se someten a todos los análisis, estudios, correspondientes y deberán someterse a las distintas estancias de análisis incluida nuestra junta directiva, aun como muy bien tú lo dices es prematuro para tener pronunciamientos al respecto. Gracias.

Omar Escorcia - Asesores en Valores

Gracias.

Diego Usme – Ultrabursátiles

Buenos días, muchas gracias por el conference, tengo una pregunta respecto a la canasta de precios de la compañía y sobre todo la perspectiva que tengan de ello, pues hemos observado cómo se ha disminuido la ponderación en cuanto a la indexación frente a la referencia Brent, ¿qué esperan ustedes para los siguientes trimestres en ese sentido?

Otra pregunta que les quería hacer y un poco es como más una explicación acerca del nuevo modelo del funcionamiento de Ocesa particularmente, de cómo es el modelo de centro de beneficios y no sé si de pronto me pueden también solucionar un poco la duda de la mejora en la carga de las refinerías y a su vez el impacto negativo en el margen neto del segmento de refinerías. Muchas gracias.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Gracias Diego, respecto a canasta y las perspectivas toma la pregunta Pedro Rosales, el vicepresidente ejecutivo del Downstream.

Pedro Rosales - Vicepresidente de Downstream:

Buenos días, sobre la canasta de crudos de Ecopetrol, nosotros esperamos un comportamiento similar en tendencia respecto a los marcadores que hoy se tienen, como usted pudo apreciar, buena parte de nuestras ventas está referenciado al crudo Brent y los descuentos respecto a ese crudo podrían estar alrededor de los 8 o 9 dólares, ese es el promedio que hemos tenido y esperamos que esa expectativa continúe por esa misma senda.

Acerca del impacto de los márgenes de refinación, lo que hemos visto en el primer trimestre son unos márgenes muy positivos, por encima de lo que se esperaba, el margen bruto de la refinería de Barrancabermeja en este primer trimestre fue casi dos y media veces superior al del año pasado; el de Cartagena un poco menor, Cartagena tiene menos flexibilidad, nuestro pronóstico para los siguientes meses vuelve a ser conservador, seguramente se van a retomar las condiciones normales del mercado según los ciclos que hay para la estacionalidad de mitad de año, es decir, las gasolinas un poco más fuertes, a final de año el diésel superior, pero en general en promedio esperamos tener un comportamiento de márgenes como el que se presentó en años

anteriores, con la ventaja este año para las refinerías de una mayor carga pronosticada, excepto unas paradas de plantas programadas que hay en la refinería de Barrancabermeja hacia el mes de agosto.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Gracias Pedro. En relación con el nuevo modelo de Ocesa se refiere Jaime Bocanegra, Vicepresidente de Transporte.

Jaime Bocanegra – Vicepresidente de Transporte

El modelo de Ocesa anterior, el cual era un centro de costos, era un modelo en el cual la compañía cobraba a los remitentes únicamente los costos que se refieren a la operación y mantenimiento de los sistemas, hoy día se pasa a el cobro de tarifas reguladas por el ministerio de minas para el transporte en ese oleoducto lo cual, genera pues unos beneficios los cuales la compañía al final del periodo hará la repartición de los dividendos.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Gracias Jaime.

Diego Usme – Ultrabursátiles

Ok muchas gracias, que pena solo insistir un poco con el tema del segmento de refinación, pues entiendo la mejora en los márgenes, entiendo sobre todo y me parece muy positivo la mejora de las cargas de la refinería, sin embargo el resultado final muestra un resultado negativo y no entiendo muy bien cuál es el castigo que le están dando al segmento para que la mejora operacional no se traduzca en la mejora financiera.

Pedro Rosales - Vicepresidente de Dowstream:

El primer trimestre del año pasado particularmente Reficar generó una utilidad neta de cerca de 100 millardos debido a un impacto positivo de tasa de cambio, que fue una condición puntual que se dio el año pasado y que este año no se está presentando, eso es lo que hace que usted comparativamente note esa diferencia pero como lo observa usted, los resultados operacionales son superiores y en los siguientes trimestres efectivamente lo que se espera es que el desempeño del segmento comparativamente contra el del año anterior sea superior.

Diego Usme – Ultrabursátiles

Muchas gracias.

Luisa Hernandez – Porvenir:

Buenos días yo tengo una pregunta respecto a los resultados del cuarto trimestre del año anterior y uno ve pues hay un incremento en volúmenes del 5.3% y el precio de la canasta de crudo del 2.5% pero no me queda claro porque hubo una disminución en los ingresos trimestre a trimestre del 5.7%.

La otra pregunta que tenía es si nos puede contar un poco el estado de Reficar, cuando esperan que inicien operaciones y más o menos en la parte de inversiones, de sobre costos, no sé si nos pueden dar una guía de eso.

Y la última es, de la guía de producción que se hablaba ahorita, dijeron que mantener los niveles actuales de crecimientos de producción ¿estamos hablando más o menos entre un 5 y 6% trimestral?, era eso.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Sobre el tema de los ingresos le voy a pedir a Adriana Echeverri se refiere digamos a la variación de los ingresos, Luisa.

Luisa Hernandez – Porvenir

Gracias.

Adriana Echeverri

Gracias Luisa; lo primero que tenemos que verificar es que recordemos que el impacto más grande que se dan en los resultados de Ecopetrol es la variación de precio, entonces una cosa importante primero a chequear es cuanto fue la variación de precio del trimestre anterior a este, que como tú te has dado cuenta pues tuvimos una disminución importante de los precios con respecto a lo que se venía presentando en general en el año anterior, para dar un ejemplo al cierre de marzo de este año, por ejemplo el Brent estaba en 109 dólares más o menos y el año pasado para estas mismas fechas el precio registrado en el Brent era de 124 dólares, luego tenemos un lastre en precio bastante importante; el otro tema que es importante es que debido a lo que ya Jaime explicó en relación con el cambio del modelo de negocio de Ocesa, hay un poco de menos capacidad de transporte para exportación de los crudos de Ecopetrol, ¿eso qué hace?, pues que se busque el mercado alternativo que como ya lo había presentado Pedro durante la presentación que se hizo primero, tú ves que hubo una mayor distribución o una mayor colocación de ventas de esos crudos en el mercado local y el precio obtenido en el mercado local pues

claramente es menor que cuando se realiza vía exportación; eso es digamos una de las explicaciones más importantes de la disminución de los ingresos.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Luisa, si tu observas en la página 7 del reporte, yo creo que hay dos cifras que son bien significativas, la canasta de exportación cayó 12.1%, este primer trimestre tuvimos un valor de 93.5 contra el 106.4 como ves, pues es una caída realmente significativa, nosotros estamos vendiendo aproximadamente el 65% de nuestra producción en términos de exportaciones, finalmente el resultado neto pues es claramente un incremento en las ventas, no obstante esta caída del 12, soportado pues claramente por el incremento de la producción, pero fundamentalmente la variación esta por los precios, igualmente puedes observar la canasta de crudos está cayendo en 8.2%, esta información la puedes verificar en la página 7 del reporte que se publicó el viernes pasado.

Luisa Hernandez – Porvenir

Si era más con respecto al trimestre anterior que por ejemplo la canasta de crudos estaba en 100.2 dólares y pasa a 102.7, es decir, tienen una mejora de 2.5%, era más comparado, no tanto con el primer trimestre del año anterior si no contra el cuarto trimestre del 2012.

Pedro Rosales - Vicepresidente de Dowstream

Bueno Luisa, habla Pedro Rosales, yo recojo la pregunta sobre el avance de la refinería de Cartagena, respecto a la Refinería de Cartagena, se está entrando ya en la fase final del proyecto, en este momento, el proyecto consolidado, es decir, revisando todos sus componentes, supera el 80%, la ingeniería ya terminó, las compras van en más del 98%, están prácticamente terminando también y la parte que se está desarrollando ahorita, la parte de construcción ya alcanzó, ya superó el 50% en el avance; lo otro es una tendencia muy positiva de la construcción, en el reporte les indicábamos que se venía superando el avance del 0.8% mensual, realmente en las últimas semanas incluso, se ha marcado unos rendimientos superiores llegando hasta el 0.93%, lo que nos permite estimar que las primeras unidades de esa refinería van a empezar a ser recibidas en este segundo semestre del año 2013 y la totalidad de las unidades estarán recibéndose hacia el primer semestre del año entrante, entonces el proyecto está en una fase muy importante ya, con un avance claro hacia adelante, que nos permite esperar que efectivamente estemos terminado el recibo de las plantas hacia el primer semestre del año 2014.

Luisa Hernandez – Porvenir

Ahí esperarían que entrara ya entonces a operar entonces en el segundo semestre del año entrante ¿más o menos?

Pedro Rosales - Vicepresidente de Dowstream

Si hay que tener en cuenta de todas formas Luisa que siendo una refinería con múltiples plantas, el proceso de comisionamiento y puesta en marcha es un proceso bastante cuidadoso, riguroso, que efectivamente esperamos estar iniciando en el segundo semestre del año entrante pero se puede tomar varios meses.

Luisa Hernandez – Porvenir

Muchas gracias.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

En relación con la meta de producción a lo que nos referimos Luisa es que mantenemos el pronóstico que habíamos revelado en el trimestre anterior de cerrar con 798 mil barriles promedio equivalentes.

Luisa Hernandez – Porvenir

Listo, muchas gracias.

Valeria Marconi – Correval

Buenos días a todos, yo tengo dos preguntas, una es sobre la producción, pues hubo un crecimiento bastante importante, sin embargo estoy viendo que el porcentaje, la participación de la producción de la compañía como en el total nacional bajo un 65.4% en el trimestre, hablando solamente de producción de crudo cuando en 2011 y 2012 se ubicó en 67%, tal vez ¿a qué se debe esto? Piensan que esta caída en la participación se va mantener por un tiempo o ¿fue un hecho puntual de este trimestre?

Y por otra parte en cuanto a las ventas de exportación, yo sé que el informe habla de un tema de la restricción de la capacidad de transporte del sistema Ocesa, sin embargo, al ver las cifras sobre todo en destinos de exportación vemos que Estados Unidos consistentemente ha venido reduciendo su participación dentro de las exportaciones, entonces la pregunta es, si ¿están viendo un tema estructural a nivel de demanda en Estados Unidos tal vez por el hecho del bum de los hidrocarburos no convencionales o no está pasando realmente nada y es un tema puntual que eventualmente se va revertir.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Participación de crudo, toma la respuesta Hector Manosalva.

Hector Manosalva – Vicepresidente Ejecutivo de Exploración y Producción

Valeria muy buenos días, recordemos que la producción nacional de crudo llegó el 29 de diciembre al millón de barriles y en promedio se ha mantenido sobre un millón veinte mil barriles, la producción de petróleo de Ecopetrol está en 630 mil barriles, esto significa que es alrededor de un 63% a 64% la participación de Ecopetrol, producción de petróleo con respecto a la producción nacional de petróleo, el resto de la producción equivalente corresponde a producción de gas que tiene un volumen de 127 mil barriles promedio día para el primer trimestre.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Sobre las exportaciones, Pedro Rosales.

Pedro Rosales - Vicepresidente de Dowstream:

Si, particularmente sobre la exportaciones dos comentarios Valeria, uno, acerca de los volúmenes, de todas maneras hay que tener en cuenta que, en el mes de marzo quedó un cargamento que no se contabiliza como ventas de dos millones de barriles, que fue cargado en marzo pero que será contabilizado al llegar a su puerto de destino que es en la India, entonces ese volumen se entregó pero no entra dentro del cómputo de las ventas, eso desde el punto de vista de volúmenes significa una no contabilización que se verá reflejada en el mes de mayo cuando llegue el cargamento al puerto, de otro lado respecto a las ventas a Estados Unidos, efectivamente hay una participación menor de las ventas a Estados Unidos dentro de la canasta de ventas dentro de los destinos de exportación de Ecopetrol, estructuralmente Estados Unidos está recibiendo más crudos tanto de producción derivada del shale como desde Canadá y claramente nosotros estamos orientando nuestra producción que es un poco más pesada hacia otros mercados incluyendo principalmente Asia en donde ustedes han visto que se ha incrementado tanto la demanda como nuestras ventas; entonces si esperamos que estructuralmente nuestra orientación de las ventas se torne un poco más hacia Asia.

Valeria Marconi – Correval

Gracias.

Andres Otálora - Seguros Bolívar

Buenos días soy Andres Otálora de Seguros Bolívar, yo tengo unas preguntas con relación, uno el tema de los costos de transporte y costos de levantamiento, quisiera tener un poco más de idea de lo que se esperaría para los próximos trimestres y en particular quisiera entender porque la revaluación del peso afecta negativamente el costo de levantamiento, yo sé que el impacto es pequeño pero quisiera entender esa relación.

La segunda pregunta tiene que ver con la parte no operacional del estado de resultados, veo una reducción bastante importante en los gastos financieros, que quisiera pues digamos entender a qué obedece y si se va a mantener para los próximos trimestres o es un tema puntual de este trimestre, de este periodo.

La tercera pregunta es con relación a Cenit, pues digamos que ya el nivel de activos que ha alcanzado esa compañía es bastante elevado y quisiera tener presente cual va a ser el siguiente paso para esta empresa, digamos si se va a buscar socios, si se va a listar en bolsa, qué planes se tienen para esta nueva unidad de negocios pues que la idea es precisamente generar valor y monetizar digamos todas esas inversiones. Muchas Gracias.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Andres, voy a referirme a la última pregunta y sobre la parte de los costos se va a referir Adriana Echeverri; en relación con Cenit, pues recordemos que este es un bebe que apenas acaba de salir del seno de la madre y está en proceso de consolidación y realmente hacer todos los ajustes en su sistema de gestión, por lo tanto en este momento no se tiene previsto realmente cambiar su participación la cual hoy es 100% de Ecopetrol; y claramente si se están concentrando en Cenit todo lo que son las inversiones y las expansiones futuras del sistemas de transporte, recordemos que allí pasamos, se traspasaron los activos que teníamos por parte de Ecopetrol como por parte de nuestras filiales, y hoy prácticamente todas las inversiones de expansión en el segmento de transporte son responsabilidad de Cenit, que continuará consolidándose en términos de lo que es su gestión; por ahora como te lo decía continuamos con una participación de 100% por parte de Ecopetrol, Adriana por favor.

Adriana Echeverri:

Bueno, gracias Andrés, en relación con el costo de levantamiento para este periodo que terminó en marzo de 2013, tenemos un incremento de

24 centavos de dólar por barril, ¿esto a que se debe? primero tenemos un efecto en el costo de mayor corte de agua que le agrega más o menos unos 79 centavos de dólar, recordemos que el corte de agua hizo que produjéramos alrededor de 2.3 millones de barriles de agua y eso pues implica mayores costos de tratamiento, energía, disposición de agua etc, lo que ya ha explicado Héctor Manosalva anteriormente en relación con la estrategia de desarrollo del campo; en efecto volumétrico pues como se hizo mayor producción de crudo también, produjimos 3.4 millones de barriles equivalentes en este periodo, entonces pues eso hace que haya 60 centavos de dólares menor, digamos que son menos de costo porque el volumen entre el que estamos dividiendo es más grande, ahora contrariamente a esto y respondiendo tu pregunta, cuál es el efecto de la tasa de cambio sobre el costo de levantamiento, pues si yo paso esto a pesos y tengo que dividirlo entre una tasa de cambio, un número más grande, un número mayor digamos 1.900 en vez de sobre 1.800, pues obviamente el número que me da es más pequeño, esa es la razón por la cual le pega la revaluación al costo de levantamiento. Eso es en relación con el costo de levantamiento que pues solamente prospectivamente te quería decir que esperamos que se continúen digamos las optimizaciones de costos, la primera en relación con el manejo del agua y de los fluidos, el tema de energía, de electrificación que ya había explicado Héctor Manosalva, los costos de mantenimiento y de subsuelo y superficie también tienen sus iniciativas de costo, de manera tal que el mantenimiento incurrido, o el costo de mantenimiento incurrido sea menor y hay unos proyectos de dilución y mejoramiento de crudos que ayudan a optimizar los costos variables por dilución, recordemos las naftas que se utilizan para poder transportar y que esperamos que den sus mejores frutos en el año 2014, bueno eso es en relación con el costo de levantamiento de producción.

En relación con el costo por barril/kilómetro de transporte, tenemos para el periodo enero - marzo 10 dólares por barril/kilometro, 10 pesos por barril/kilometro, perdón, que si lo comparamos con los 7 pesos por barril/kilómetro del año anterior, pues hay 3.73 pesos de más, esto es principalmente por qué? primero hay mayores costos por los trabajos de integridad de ductos y tanques que recordemos que se iniciaron en el año 2012 y que va a ser parte de la estrategia de integridad hasta el año 2016, eso le agrega 2.17 pesos por barril/kilómetro y el otro efecto que es importante es que volumétricamente hay menos volumen transportado básicamente porque los problemas de orden público, los atentados contra los oleoductos y demás, pues terminan afectando también el costo del transporte por los sistemas que se ven afectados.

La reducción de gastos financieros obedece principalmente a un cambio de la política de algunas de las políticas contables que estamos teniendo, en la línea operativa por ejemplo, estábamos contabilizando las pérdidas no identificadas de crudo, lo que estábamos haciendo de trabajos con la comunidad y demás y como estamos convergiendo hacia la línea de las normas internacionales IFRS de contabilización, que iniciará digamos su fase de prueba ya como en productivo en el año 2014, hemos iniciado a hacer las reclasificaciones correspondientes para ir convergiendo a la norma, entonces algunos de esos valores, las provisiones que son relativas a los litigios de algunos de los negocios y demás, se pasaron a la línea operativa y entonces ya no aparece en la línea no operativa; en cuanto a los gastos financieros también tenemos un poco, recordemos que el banco de la república redujo la tasa de interés y entonces esto ocasionó que los intereses que teníamos en los depósitos y en las colocaciones de tesorería pues se redujeran de manera también proporcional con eso, esos son como los efectos más importantes; eso lo encuentras bien explicado en el comunicado de prensa que sacamos el viernes.

Alejandro Giraldo

Bueno muchas gracias a todos por su participación, para preguntas adicionales, pueden contactarnos en la dirección de relaciones con inversionistas, muchas gracias.