



## **TEXTO LLAMADA DE CONFERENCIA**

### **SEGUNDO TRIMESTRE DE 2015**

#### **Lámina2: MARIA CATALINA ESCOBAR**

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 segundo trimestre de 2015. 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.

#### **Lámina3: MARIA CATALINA ESCOBAR**

La llamada de conferencia será liderada por el señor Juan Carlos Echeverry presidente de Ecopetrol, adicionalmente participan: Héctor Manosalva Vicepresidente de Desarrollo y Producción, Orlando Díaz Vicepresidente de Refinación y Procesos Encargado, Cesar Barco Vicepresidente Corporativo de Estrategia y Crecimiento Encargado, Magda Manosalva Vicepresidenta Corporativa de Finanzas; Max Torres Vicepresidente de Exploración, Rafael Guzmán Vicepresidente Técnico, Juan Pablo Ospina Vicepresidente Comercial y de Mercadeo, Alberto Vargas Jefe de Servicios Financieros y Thomas Rueda Presidente de CENIT.

Iniciaremos la presentación mostrando los principales logros del segundo trimestre del año, 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 tercer trimestre de 2015 y una sesión de preguntas y respuestas.

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

#### **Lámina 4: JUAN CARLOS ECHEVERRY**

Gracias Maria Catalina.

Buenos días a todos los participantes de esta conferencia telefónica. Les agradecemos que se hayan conectado a nuestra llamada de hoy.



Habiendo cumplido ya mis primeros 100 días al frente de Ecopetrol, en medio de un entorno internacionalmente difícil, con bajos precios de petróleo, al cual se sumó una irracional oleada de ataques a la infraestructura que causaron incalculables daños ambientales e impactos sobre las comunidades, tenemos avances importantes para mostrar: una nueva estrategia, un plan de transformación empresarial, y ahorros importantes en costos y gastos vía renegociación y optimización de contratos.

La empresa continúa disciplinadamente su programa de ajuste de costos y de eficiencia en Capex, programa que ve materializado sus esfuerzos en ahorros de 0.6 billones de pesos colombianos, al cierre de junio. Estos ahorros se derivan principalmente de renegociaciones con contratistas las cuales han significado el fortalecimiento de nuestras relaciones de largo plazo y el entendimiento por parte de nuestros aliados, de que estas circunstancias llaman acciones extraordinarias, así como el compromiso mutuo para mitigar los efectos de este escenario de precios a la baja. En la refinería de Barrancabermeja ahora entra en servicio la unidad de turbo gas que representará no solo eficiencias técnicas si no la emisión de 200 mil toneladas menos al año de gases con efecto invernadero, otro ejemplo es la mejora en perforación en los campos de Castilla y de Chichimene pasó en promedio de 34 días en 2014 a 28 días en 2015, ante la retardada evolución del precio internacional del crudo hoy en día la empresa avanza en los ajustes requeridos y se apalanca en la estrategia recién divulgada para buscar barriles con valor eficientes y rentables.

Mención especial merece los avances en lo que hemos llamado el plan de transformación de Ecopetrol, identificamos y revisamos 630 iniciativas a lo largo de toda la compañía establecimos metas de ahorro de 1.4 billones de pesos para el 2015 y adelantamos una estrategia de ética y de integridad de los procesos de compras, contratación y proyectos, seguimos priorizando la vida de las personas y de nuestros trabajadores y el cuidado del entorno del medio ambiente, el índice de frecuencia de accidentalidad se redujo en 38% entre el segundo trimestre del 2014 y el mismo periodo del 2015, pasando de 0.77 a 0.49 accidentes por millones de horas trabajadas reflejando la mejora en nuestras condiciones de trabajo.

Por otra parte la empresa fue víctima de irracionales atentados a la infraestructura de transporte en algunos departamentos de las fronteras con Venezuela y Ecuador en el mes de junio, los mismos impactaron el medio ambiente y a las comunidades vulnerables de pescadores, agricultores y a los habitantes de ciertas poblaciones como Tumaco, la empresa demostró una vez más su capacidad de enfrentar las crisis volcando un



contingente de cerca a 500 trabajadores para contener el derrame de crudo en el río Mira y realizar todas las labores de limpieza necesarias para mitigar el daño causado.

Respecto a los resultados del segundo trimestre del año 2015 empiezo refiriéndome al comportamiento de dos variables exógenas que impactan considerablemente nuestra cifras, de un lado el precio de crudo, y del otro presupuesto la tasa de cambio del peso dólar, el precio del crudo presentó gran volatilidad en el segundo trimestre en medio de señales mixtas sobre el comportamiento de los inventarios de crudo a nivel mundial, la persistente debilidad de la demanda y las expectativas de oferta para el segundo semestre de este año, no obstante lo cual los crudos de referencia de exportación del Grupo Ecopetrol que son el Brent, el Maya y el WTI recuperaron parte de su valor lo que se reflejó en un crecimiento de 10 dólares por barriles en el precio de venta de crudo entre el primer y el segundo trimestre del 2015, por su parte la tasa de cambio que guarda una correlación inversa casi un espejo con el precio de crudo, moderó el ritmo de su devaluación entre el primer y el segundo trimestre 2015 pero siguió afectando los resultados financieros de la compañía aunque de manera más leve.

En la siguiente lámina veremos los principales logros de la compañía en este segundo trimestre.

La producción del Grupo Empresarial se incrementó en un 5% frente al segundo trimestre de 2014 llegando a 768.000 barriles equivalentes por día, y en línea con la meta de 760.000 barriles equivalentes por día para el 2015 para el Grupo Empresarial, este resultado se dio gracias a la entrada de nuevas facilidades y de las campañas de perforación en los campos de Castilla y Chichimene especialmente, así como por la operación normal del campo Caño Limón durante la mayor parte del segundo trimestre, lo anterior se logró a pesar del mayor número de ataques a la infraestructura de transporte que como lo hemos denunciado reiteradamente en los medios de comunicación y ante las autoridades pertinentes, no solo afectaron nuestra operación, si no que causaron graves daños al medio ambiente y a las comunidades circundantes.

Como parte de nuestra estrategia de incremento del factor del recobro, iniciamos un piloto de inyección de agua en el campo Suria y otro de inyección de químicos en el campo Caracara, a la fecha contamos con 21 pilotos de recobro en ejecución de los cuales 12 muestran un incremento en presión y 11 un incremento en la producción de crudo, la exploración después de avanzar en la perforación del pozo Kronos operado por nuestro socio Anadarko en porcentajes de 50 y 50, con gran satisfacción anunciamos el 28 de julio que el pozo verificó la presencia de gas natural en aguas ultra profundas del caribe costa afuera colombiano con lo cual se logró comprobar el modelo geológico propuesto para



una área hasta ahora inexplorada con un alto potencial de hidrocarburos, debo resaltar que este es el segundo hallazgo en dos años por parte de Ecopetrol y de sus socios en el caribe colombiano, el primero fue Orca-1 en el caribe norte colombiano a 700 kilómetros al norte de donde queda Kronos y el segundo por supuesto el hallazgo en Kronos de manera que es una cuenca que se presenta como promisoría tanto para Ecopetrol como para sus socios.

En refinación el margen bruto de la refinería de Barrancabermeja fue de 17 dólares con 20 centavos por barril en el segundo trimestre de 2015, 58% más que en el mismo periodo del año 2014, beneficiándose del mejor comportamiento de los precios de los refinados frente al crudo y de los mayores rendimientos de destilados medios, en transporte resaltamos la culminación de los trabajos de construcción y empalme de un loop en el sistema Apiay - Monterrey para llevar su capacidad de 280 a 300 mil barriles por día, como parte del proyecto que busca ampliar la capacidad del sistema San Fernando - Monterrey, en comercialización en línea con la estrategia de diversificar destinos para nuestros productos se realizaron exportaciones de crudo a Corea del Sur y a la Costa Este de los Estados Unidos. Así mismo la semana pasada anunciamos que aproximadamente para mediados de Agosto habremos hecho nuestro primer embarque de 2 millones de barriles de crudo a Japón luego de cerrar una negociación con la compañía JX Nippon.

Pasando a nuestros resultados financieros, el Grupo Empresarial reportó en el segundo trimestre del 2015 una utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol de 1.5 billones de pesos, utilidad considerablemente mejor a los 0.16 billones de pesos del primer trimestre de 2015. El resultado frente al primer trimestre del 2015 se explica principalmente por el mayor precio de realización del crudo que pasó de un promedio de 43 dólares por barril en el primer trimestre de 2015 a 53 dólares por barril en el segundo, si bien el costo de ventas mostró un incremento del 10% frente al primer trimestre dados los mayores costos de mantenimiento y de compra e importación de productos, frente al segundo trimestre del 2014 tuvimos una reducción del 11% resultado que refleja las estrategias de optimización de costos que empiezan a materializarse; concretamente se observa una disminución de 2 dólares con 32 centavos por barril en el costo de levantamiento entre el segundo trimestre del 2014 y el mismo periodo de 2015, también disminuimos los gastos financieros frente al primer semestre debido a un menor impacto de la pérdida por diferencia en cambio, el pasado 26 de mayo revelamos al mercado la nueva estrategia 2015 - 2020 orientada al crecimiento rentable en exploración y producción y a la maximización de la eficiencia en transporte y refinación. Este plan contempla transformaciones profundas al interior de la empresa tanto los segmentos de



negocio como la gestión de proyectos, la tecnología, el relacionamiento con el entorno y la gestión del portafolio de inversiones.

Un mes después del lanzamiento de la estrategia colocamos exitosamente bonos en el mercado internacional por 1.500 millones de dólares a un plazo de 11 años, los cuales fueron sobre demandados 3 veces, la emisión demostró una vez más el apetito y la confianza de los inversionistas institucionales en Ecopetrol.

No quiero dejar de resaltar que las firmas calificadoras Fitch Ratings, Standard & Poors Rating Services y Moodys Investor Service ratificaron la calificación de Ecopetrol en BBB, BBB y Baa2 respectivamente, todas con una perspectiva o outlook estable.

Le cedo ahora la palabra a Rafael Guzmán quien comentará los principales resultados en producción.

#### **Lámina 5: RAFAEL GUZMAN.**

Gracias doctor Echeverry. Dentro de los hechos más relevantes del trimestre tenemos el incremento cercano al 5% en la producción frente a la producción del segundo trimestre del 2014, esto representa un aumento de 33.500 barriles de petróleo equivalente por día, así mismo la producción alcanzada de 768.000 barriles de petróleo equivalente por día durante este trimestre representó un incremento del 4% en la producción de Ecopetrol S.A. y del 9% en la producción de las filiales y subsidiarias del Grupo Empresarial, nuevamente el crecimiento corresponde principalmente al desempeño positivo de los campos Castilla y Chichimene, posterior a la entrada de nuevas facilidades y la continuación de las campañas de perforación actualmente, es así que los niveles de producción promedio de estos campos durante el trimestre fueron 123.000 y 78.000 barriles de petróleo equivalente por día respectivamente.

De igual forma el campo Caño Limón presentó durante el trimestre un aumento comparativo de 15 mil barriles de petróleo equivalentes por día, principalmente por la reducción de atentados al oleoducto Caño Limón – Coveñas respecto al mismo periodo en el 2014. Durante el segundo trimestre del 2015 también se logró record en producción en Piedemonte con 41.000 barriles de petróleo equivalente por día en el mes de junio, frente al campo Rubiales es importante mencionar la reactivación en conjunto con nuestro socio de la actividad de perforación en el campo, la continuación de la perforación nos ayudará a contrarrestar la caída en producción que se ha venido presentando debido a las restricciones en la capacidad de disposición de agua en este campo.



En términos de nuestro programa de pilotos de recobro y adicional al inicio de los pilotos de inyección de agua en Suria y de químicos en Caracara ya mencionados por el doctor Echeverry, podemos resaltar que las facilidades del piloto de inyección de aire en Chichimene se encuentra en un 80%, manteniendo nuestro plan de dar inicio al proceso de inyección en el cuarto trimestre de este año, adicionalmente en el programa de incremento del factor de recobro es importante mencionar que se obtuvo la aprobación por parte de la agencia nacional de hidrocarburos del proyecto de inyección de vapor en el campo Teca - Cocorná.

Nuestro plan en conjunto con nuestro socio y operador occidental es el de iniciar el piloto de inyección a principios del próximo año. Queremos resaltar los resultados que estamos logrando en eficiencia en las campañas de perforación en todo el país. Así por ejemplo hemos logrado reducciones del 40% en tiempos de perforación en Chichimene y del 16% en Castilla y algo similar en el resto del país, estas eficiencias logradas fortalecerán el desarrollo de los proyectos de incremento de reservas y producción aún en condiciones de bajos precio de petróleo como los observados actualmente.

Ahora le doy la palabra a Humberto Fuenzalida quién nos comentara los resultados de exploración.

#### **Lámina 6: HUMBERTO FUENZALIDA**

Gracias Rafael. Durante el segundo trimestre del 2015 en Colombia se continuó con la perforación del pozo exploratorio Kronos en aguas profundas costa afuera del caribe colombiano, el operador del pozo Kronos es Anadarko y Ecopetrol es socio con un 50% de participación, posterior al cierre del segundo trimestre se reportó que el pozo Kronos-1 verificó presencia de hidrocarburos y actualmente sus parámetros técnicos están siendo evaluados por los equipos de Anadarko y Ecopetrol.

Adicionalmente a través de nuestra filial Ecopetrol América se inició y finalizó la perforación del pozo Sea Eagle ubicado en el Golfo de México y operado por Murphy donde Ecopetrol es socio con un 50% de participación, actualmente el pozo se encuentra taponado y abandonado.

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

#### **Lámina 7: THOMAS RUEDA**



Durante el segundo trimestre de 2015 el volumen transportado se incrementó en 73.000 barriles diarios, equivalentes a un 6.3% en comparación con el mismo periodo del año anterior, llegando a 1.229.000 barriles por día, el transporte de crudo por oleoductos se incrementó en 7.8% frente al mismo periodo de 2014 debido principalmente a la mayor disponibilidad de los sistemas Caño Limón - Coveñas y Transandino asociado a una mayor disponibilidad de los sistemas de transporte en comparación con el mismo trimestre del año anterior.

Por su parte, el transporte por poliducto se incrementó en 0.8% en comparación con el segundo trimestre de 2014 debido principalmente a mayores volúmenes de combustibles transportados en el sistema Cartagena - Barranquilla dado que continúa la importación de productos por el puerto de Cartagena para cubrir la demanda de combustibles en el interior del país. Igualmente por un incremento en los volúmenes de nafta transportados por el sistema Pozos Colorados – Galán Apiay para la dilución de crudos pesados.

Con respecto a nuestros proyectos en curso y como parte del proyecto San Fernando - Monterrey en junio finalizamos la construcción y empalme de un loop en el sistema Apiay - Monterrey para llevar la capacidad del sistema a 300 mil barriles diarios. Actualmente estamos llevando a cabo el llenado de línea, con esto paso la palabra a Orlando Díaz quién comentará los resultados del Downstream.

#### **Lámina 8: ORLANDO DIAZ**

Gracias Thomas. Durante el segundo trimestre del 2015 el margen bruto de refinación de Barrancabermeja fue de 17.2 dólares por barril, 6.3 dólares por encima de lo obtenido durante el mismo periodo del 2014, debido a la implementación de iniciativas de mejora de procesos que han permitido mayor rendimiento de productos valiosos y aprovechar el buen comportamiento de los márgenes internacionales. Es importante mencionar el excelente aprovechamiento de la carga de la refinería durante el segundo trimestre del año, reflejado en el incremento de la producción de destilados medios en cerca de 3.000 barriles por día con una disminución equivalente de las importaciones.

Se destaca durante el trimestre la puesta en servicio de una cogeneradora de 35 megavatios hito clave del plan maestro de servicios industriales cuyo objetivo es aumentar la confiabilidad y la eficiencia en la generación de los servicios industriales para la operación de la refinería de Barrancabermeja.



Por otro lado, al cierre del segundo trimestre la ampliación y modernización de la refinería de Cartagena alcanzó un avance total del 98.6%, las actividades de pre-comisionamiento, comisionamiento y arranque alcanzaron 63.1% de ejecución.

Ahora le cedo la palabra a Magda Manosalva quien comentará sobre los resultados financieros del periodo.

#### **Lámina 9: MAGDA MANOSALVA**

Gracias Orlando, vamos por favor a la siguiente lámina para analizar los resultados financieros del segundo trimestre.

En comparación con el segundo trimestre de 2014 los ingresos disminuyeron cerca de 3 billones de pesos, debido principalmente a la caída de más del 50% de los precios de referencia del crudo, esta disminución se vio compensada en parte por el efecto de una devaluación del 23% entre el segundo trimestre del 2014 y el mismo periodo del 2015 sobre nuestros ingresos en dólares y por el incremento de 59.000 barriles día en los volúmenes vendidos frente al segundo trimestre del año pasado, principalmente por mayores exportaciones, así el segundo trimestre de 2015 recibimos ingresos de 14 billones de pesos, 17% menos que el mismo periodo del año anterior, respecto a los costos, el costo de ventas disminuyó 11% explicado por una reducción del 12% de los costos variables dado un menor precio de compra de hidrocarburos que contrarrestó el efecto negativo de la devaluación de la tasa de cambio sobre el valor de las importaciones y las compras y un mayor volumen comprado, tuvimos también mayor costo de inventarios y mayores amortizaciones, depreciaciones y agotamientos; por su parte los costos fijos se redujeron 8% como resultado principalmente de optimizaciones logradas en los planes de mantenimiento y en los servicios contratados.

Vale la pena resaltar que de la reducción de 4.88 dólares por barril de costo de levantamiento entre el segundo trimestre de 2014 y el mismo trimestre de 2015, 2.32 dólares por barril corresponden a optimizaciones y mejoras en prácticas de mantenimiento de subsuelo, confiabilidad de equipos y eficiencia energética.

Por otro lado, a la fecha hemos conseguido ahorros efectivos por renegociación de contratos y gestión de abastecimiento por 0.6 billones de pesos y seguimos avanzando en la definición de objetivos de ahorros estructurales.

Los gastos operativos se redujeron el 27% por actividad exploratoria optimizada y por menores provisiones, principalmente sobre contingencias para procesos judiciales.



El resultado financiero neto mostró una mayor pérdida de 0.7 billones de pesos entre el segundo trimestre de 2014 y el mismo periodo de 2015, explicada principalmente por la diferencia en cambio derivada de la posición neta pasiva de Ecopetrol.

Vamos por favor al siguiente slide.

La utilidad consolidada antes de impuestos del segundo trimestre de 2015 fue de 2.8 billones de pesos, la tasa efectiva de tributación para el segundo trimestre del año 2015 fue 40%, menor 4% a la del mismo trimestre de 2014, recordemos que en 2014 el cálculo fiscal incluía el efecto de la diferencia en cambio sobre la valoración de las inversiones en el exterior.

De esta forma la ganancia neta atribuible a los accionistas de la compañía correspondiente al segundo trimestre de 2015 fue de 1.5 billones de pesos, sustancialmente mayor a la del primer trimestre de 2015, el ebitda fue de 4.5 billones de pesos equivalente a un margen ebitda de 32%.

Pasemos por favor a la siguiente lámina para ver los principales resultados por segmentos.

Los ingresos del segmento de exploración y producción se redujeron respecto a los reportados en el segundo trimestre de 2014 dada la caída de los precios internacionales de crudo, lo cual fue parcialmente compensado por el efecto positivo de la devaluación en los ingresos en dólares y los mayores volúmenes vendidos, el segmento reportó ahorros del orden de 25% en servicios contratados, mantenimiento y materiales así como menores gastos operativos por una actividad exploratoria optimizada.

Como resultado final tuvo una utilidad de 0.64 billones de pesos, 1.8 billones menos que el segundo trimestre de 2014 resultado mejor que la pérdida de 160 millardos presentada el primer trimestre de este año. En refinación los márgenes permanecieron sólidos en el segundo trimestre de 2015 gracias a los buenos diferenciales de crudo – producto, los mayores rendimientos de destinados medios y las estrategias de optimización de costos. El segmento reportó una utilidad neta de 0.3 billones de pesos, 0.3 billones más que en el segundo trimestre de 2014 logrando superar la pérdida de 0.3 billones presentada en el primer trimestre de 2015.

Finalmente el segmento de transporte siguió mostrando buenos resultados debido a los mayores volúmenes transportados y al impacto positivo de la devaluación sobre las tarifas de transporte, los costos de ventas del segmento y los servicios contratados disminuyeron 11%, principalmente por la gestión hecha para disminuir los costos de operación y mantenimiento de la infraestructura de transporte.



El trimestre cerró con una utilidad neta 0.6 billones de pesos, 0.4 billones más que el segundo trimestre del 2014.

Paso la palabra ahora al Doctor Juan Carlos Echeverry para ver nuestras perspectivas para el tercer trimestre del año 2015.

#### **Lámina 10: JUAN CARLOS ECHEVERRY**

Gracias Magda. En el tercer trimestre nuestros esfuerzos se están dirigiendo al logro de las metas de producción para la cual proyectamos la entrada en operación de nuevas facilidades de disposición de agua en el campo Castilla que brindarán mayor confianza a ese campo, también daremos inicio a dos nuevos pilotos de inyección de agua y químicos y ampliaremos el área de aplicación del piloto de inyección de agua en Chichimene buscando tener sus resultados más rápido para mediados de 2016.

En exploración reiniciaremos la perforación del pozo Calasú localizado en el caribe costa afuera Colombiano y comenzaremos la perforación del pozo exploratorio Muergana Sur en la cuenca de los llanos, así mismo iniciaremos la perforación del pozo delimitador León 2 en el Golfo de México de Estados Unidos operado por Repsol, en refinación esperamos seguir avanzando en las actividades de precomisionamiento, comisionamiento y puesta en marcha de reficar.

Como partes de estas actividades aseguraremos la identificación de oportunidades comerciales y la firma de acuerdos para la venta de los productos de Cartagena en el mercado internacional, así mismo enviaremos el primer cargamento de crudo castilla a Japón. En transporte realizaremos el llenado de la línea del sistema Apiay - Monterrey dentro el proyecto San Fernando – Monterrey.

Finalmente para fortalecer nuestra caja continuaremos con la estrategia de reducción de costos y gastos y de desinversión de activos no estratégicos dando inicio a la segunda etapa del proceso de enajenación de nuestra participación accionaria en la empresa de Energía de Bogotá y a la primera del proceso de venta de la participación en Interconexión Eléctrica S.A.

No quiero terminar sin recalcar el hecho de que el segundo trimestre fue testigo de varios eventos internacionales retadores, la oferta de crudo de Estados Unidos, el pacto y el acuerdo con Irán, la caída de los problemas de Grecia, la desaceleración China, y la caída de operación de Pacific Rubiales, fueron hechos que afectaron el entorno, así mismo los atentados y la ola de terrorismo de la que fue objeto la infraestructura de Ecopetrol tuvo efectos que tuvimos que enfrentar, a pesar de esto Ecopetrol mostró que tiene una



solides demostrada frente a estos restos que tiene capacidad de respuesta y que se ha consolidado el nuevo equipo gerencial de la empresa.

Muchas gracias y con esto abrimos ahora la sección de preguntas y respuestas.

### **OPERADORA**

Muchas Gracias, damas y caballeros si usted tiene una pregunta o comentario en estos momentos oprima la tecla estrella y el número 1, también les pedimos que por cortesía a todos los analistas limiten sus preguntas a 2 y que mientras reciba la respuesta a su pregunta utilice el botón de mudo u opriman el botón de mudo u oprima la estrella y el número 6 para evitar el sonido ambiente.

Nuestra primera pregunta viene de la línea de Catalina Ricaurte de Porvenir, su línea está abierta:

### **CATALINA RICAURTE**

Buenos días, muchas gracias por la llamada yo quisiera saber dos cosas:

1. Que se puede esperar del diferencial de precios de realización de crudo frente al Brent, que vimos para el segundo trimestre que se redujo en comparación contra el primer trimestre, ¿qué podemos esperar para los próximos trimestres?
2. Y la segunda está relacionada con los procesos de desinversión de EEB e ISA, ¿en que momento podemos esperar ver los procesos de desinversión sobre el PYG de Ecopetrol?

### **JUAN CARLOS ECHEVERRY**

Muchas gracias Catalina, empiezo por la segunda pregunta, los recursos de caja que salen de la EEB ya están de la parte que ya realizamos ya están en la compañía, esperamos poder de aquí al final de año revisar la otra porción, que es un poco superior al 40% que no se realizó en la primera venta de los solidarios, con respecto a ISA vamos a llevar este tema a la junta directiva, vamos a llevar este tema a la junta directiva en este mes y esperamos tener durante el segundo semestre probablemente en el último trimestre contar con esos recursos.

Sobre la primera pregunta le doy la palabra a Juan Pablo Ospina nuestro Vicepresidente de Comercialización.

### **JUAN PABLO OSPINA**



Buenos días Catalina, nosotros esperamos que la canasta de Ecopetrol se mantenga en los niveles que se ha mantenido durante el primer semestre, es decir alrededor de 10 dólares por barril.

**OPERADORA:**

Señor Andrés de BTG Pactual su línea está abierta.

**ANDRES – BTG PACTUAL**

Muchas gracias tengo dos preguntas; la primera es si con las nuevas facilidades del manejo de agua que están teniendo en castilla ustedes esperan algún aumento de producción en el segundo semestre del año y si es así cuanto sería? la segunda pregunta está asociada a la deuda neta de la compañía que aumentó un 16% a pesar de que la deuda bruta solo lo hizo en un 7.6% y también a un digamos a un desaceleramiento de la ejecución del Capex en tan solo 3 billones de pesos, me gustaría entender bien por qué se está dando ese incremento y cómo ven la ejecución de Capex de aquí en adelante, muchísimas gracias.

**JUAN CARLOS ECHEVERRY**

Buenos días Andrés, con respecto al tema de agua le voy a pedir a Rafael Guzmán que le responda y ya le damos respuesta a la segunda pregunta.

**RAFAEL GUZMAN**

Si Andres buenos días, y gracias por la pregunta, en castilla lo que las primeras facilidades que pudimos comisionar y arrancar este año para el mayor tratamiento de agua dan principalmente mayor confiabilidad al sistema, no obstante nosotros si continuamos nuestro crecimiento de producción en castilla con la perforación de pozos y añadir más facilidades, la meta es mantener para este año llegar a unos 125.000 barriles por día y mantenerlos y a largo plazo en castilla llegar a 140.000 a 150.000 barriles por día.

**JUAN CARLOS ECHEVERY**

Magda Manosalva contestará la segunda pregunta.

**MAGDA MANOSALVA**

Si Andrés, en relación con la deuda porque se incrementa nosotros como dijimos a comienzo de año todo depende del comportamiento de los precios, nosotros habíamos dicho que para el año 2015 íbamos a tener un endeudamiento del orden de 3.94 billones



de dólares hasta la fecha nosotros hemos conseguido 3.5 billones de dólares en el mercado, creemos que con eso quedamos hasta el mes de diciembre pero repito todo depende del comportamiento de los precios de aquí en adelante, no se Andrés si con eso respondo a su pregunta.

#### **ANDRES CARDONA**

Si me llama es un poquito la atención que el Capex se ha venido ejecutando mucho más lentamente y de todas formas hay un crecimiento digamos muy fuerte en la deuda, no veo como si no me queda como tan claro porque el aumento de la deuda neta, pero si me dicen que están bien hasta diciembre, de pronto podría tener algo de sentido, muchas gracias.

#### **JUAN CARLOS ECHEVERY**

Andrés, yo creo que esto está muy dinámico ósea los precios actuales son retadores, nosotros tenemos plena conciencia en el equipo gerencial que con precios de WTI y Brent por debajo de 50 dólares por barril tenemos que hacer ejercicios continuos de racionalización de Capex, de los costos de mantenimiento, de los gastos del personal, déjeme darle solo un ejemplo, el número de trabajadores indirectos ha caído de 44.390 a 34.039 ósea los la mano de obra contratada por la vía contratistas ha caído casi en 10.000 personas, esto obviamente uno por razones de que estamos reduciendo y racionalizando las campañas y la inversión y así mismo los empleados directos han tenido una reducción, y vamos a seguir en todos estos frentes trabajando en función de lo que pase con el precio, nosotros tenemos que tener la flexibilidad para hacer eso, de manera que la reducción no es un dato fijo, tenemos unas metas, una meta de 1.4 billones para el año pero también es en función de lo que veamos en el mercado.

#### **OPERADORA**

Nuestra próxima pregunta viene de la línea de Sebastián Gallego de Credicorp Capital, su línea está abierta.

#### **SEBASTIAN GALLEGO**

Buenos días; dos preguntas y gracias por la presentación, la primera pregunta un poco en línea con el tema del endeudamiento, hemos vistos el indicador de deuda/ebitda subir por encima o cercano a los 3 veces, quisiera tener un poco de color de cuál es la expectativa que ustedes tienen



hacia el final de año y si eso no es algo que les preocupe teniendo en cuenta las calificadoras y los actuales precios del petróleo? y la segunda pregunta un poco si nos pueden dar un poco más de color en cuanto a los timings o que se sigue en el tema exploratorio particularmente en descubrimientos tan importantes como lo han sido Orca 1 y Kronos, para entender un poco cual es el timing que ustedes esperan en términos de reservas y producción gracias.

#### **MAGDA MANOSALVA**

En relación con la pregunta de endeudamiento y ratios y particularmente el deuda/ebitda, efectivamente nosotros estamos un poco o digamos más arriba de 2.5 al mes de junio, ¿que esperamos para cerrar el año 2015? nosotros pensamos que vamos a estar por el orden de 2.5 y 2.7 veces de deuda/ebitda, en relación con que si esto nos preocupa o no el presidente de la compañía y la compañía ha manifestado que nosotros no estamos totalmente cómodos con los niveles de deuda que está alcanzando la compañía y vamos a trabajar de aquí en adelante para disminuir paulatinamente y de manera bastante suave el stock que tenemos, que nos han dicho las calificadoras, las calificadoras ven esto y lo hemos explicado también reiteradamente vemos el año 2015 como un año de transición en términos de lo que es el endeudamiento de la compañía, tenemos como ya se ha mencionado aquí menores precios todo depende también como termine nuestro ebitda pero repito para las calificadoras es claro que este es un año de transición.

#### **JUAN CARLOS ECHEVERRY**

Sebastián sobre el tema de Orca y Kronos, pues lo primero es que en menos de un año hemos tenido dos hallazgos con dos pozos exploratorios costa afuera, entre noviembre y junio pues tuvimos excelentes noticias tanto en Orca como en Kronos, segundo pues tenemos que hacer los otros dos pozos de delimitación en cada uno de ellos, en lo cual pues estamos hablando con nuestros socios que son diferentes pues Anadarko en Kronos, y Petrobras, Repsol y Statoil en Orca, les hemos manifestado nuestro deseo de hacerlo más pronto que tarde.

Le voy a pedir a Andres Humberto Fuenzalida que le cuente cómo ve el impacto que eso puede tener pasado el tiempo en algunas variables críticas para la empresa.

#### **ANDRES HUMBERTO FUENZALIDA**

Buenos días Sebastián; en términos del programa exploratorio que tenemos nosotros costa fuera en Colombia como decía el presidente, Orca y Kronos son los dos primeros descubrimientos en aguas profundas que nos cambia significativamente el panorama del potencial de recursos de hidrocarburos costa fuera, actualmente el plan contempla perforar intensificar nuestra campaña de perforación costa fuera con 3 o 4 pozos exploratorios adicionales el año entrante, los cuales están en discusión con los socios para establecer el programa en firme, como decía el presidente estos descubrimientos los volúmenes asociados o la producción asociada es difícil estimarla en una



etapa tan temprana pues tenemos solamente un pozo evidenciando el descubrimiento, el proceso normal es comenzar la delimitación y dependiendo del tamaño del descubrimiento esto puede involucrar varios pozos, a medida que se vayan perforando los pozos delimitadores podremos ir precisando, podremos ir precisando los volúmenes cuando terminemos o estemos cerca de terminar la campaña de delimitación.

**SEBASTIAN GALLEGO**

Ok gracias, y un follow up en la pregunta de deuda, ustedes mencionaban que pues están trabajando en reducir la misma, de pronto si nos pudieran dar un poco de color en el tema de las desinversiones que se están haciendo de de EEB y ISA, esos procedes que se van a obtener se van a usar directamente en la reducción de deuda o eso iría más hacia el plan de inversiones?

**JUAN CARLOS ECHEVERRY**

Las 2 enajenaciones serán fuente de caja, el tema de reducción de deuda es un tema paulatino como lo hemos anunciado en los mercado tanto en el roadshow como en las llamadas de este tipo, es un tema paulatino esperamos nosotros a lo largo de los próximos 2- 3 años mostrar una tendencia descendente a raíz de una política muy conservadora en gasto, en inversión, sin afectar la generación de valor de la compañía por supuesto, pero enfrentando la coyuntura de precios pues que nos reta en caja enfrentándola con flexibilidad por el lado de gastos e inversiones, pero la reducción de deuda pues de aquí a final de año obviamente no es en eso en lo que vamos a utilizar las enajenaciones de activos no estratégicos sino como fuente de caja.

**SEBASTIAN GALLEGO:**

Perfecto muchas gracias.

**OPERADORA:**

Y nuestra próxima pregunta es de la línea de José Restrepo de Serfinco, proceda con su pregunta.

**JOSE RESTREPO:**

Buenos días, gracias por el espacio para las preguntas, mi primera pregunta va relacionada con la expectativa del plan de reducción de costos en el primer trimestre hablaban de una reducción de 550 mil millones, en este hablan de 600 mil millones con una meta de 1 billón, que esperan y que podemos esperar de esa meta si si se va a alcanzar porque pues la diferencia entre el primer trimestre y el segundo trimestre es poca.

Y la segunda pregunta va respecto al precio de las acciones que tienen en EEB e ISA perdón, el primer precio tuvo una prima sobre el mercado de alrededor de 8 a 10% y se



habla que ISA puede estar alrededor de 8.000 este tendría una prima de 15% sobre el mercado, ¿esos precios se podrían revisar o ya están fijados y serían con estas primas?

**JUAN CARLOS ECHEVERRY**

José muchas gracias, con respecto al plan de reducción de costos, pues lo primero es aclarar que el presupuesto que es pues lo primero que se recorta, ya lo tenemos frenado en una suma de superior a 1.1 billones. En términos de ejecuciones lo que esta pues presentado en los resultado financieros tanto de marzo como del actual es ya ejecuciones recortadas cercanas a los 0.6 billones de pesos, pero la meta nuestra de llegar a 1.4 billones al final de año está sustentada en un recorte en presupuesto y en pues acciones como les decía dinámicas que estamos tomando en la medida en que estamos más retados con los precios.

Cesar Barco le va a ampliar esta información.

**CESAR BARCO:**

José queríamos contarles que, tenemos identificados ya claramente sobre que focos vamos a trabajar en segundo semestre, para alcanzar la meta propuesta y en cosas prácticas se ha mencionado en el reporte el mantenimiento en mejora de prácticas, en los tiempos de ejecución y de intervención en los pozos, se han mencionado reducciones a través de renegociación de contratos en consultorías, en ingenierías, en servicios petroleros. Entonces estamos trabajando fuerte y a través del programa de transformación en su foco de eficiencias pues adelantaremos y lograremos estos resultados.

**JUAN CARLOS ECHEVERRY**

Con respecto a la segunda, le voy a pedir a Magda Manosalva que le amplíe la información que hemos dado.

**MAGDA MANOSALVA**

José, realmente el precio recuerde usted que como estos son procesos que están sujetos a la ley 226, el precio lo fija un decreto presidencial, en el caso de EEB como usted lo menciona, hubo una prima sobre el precio de mercado pero también lo que ocurre normalmente es que cuando la compañía lleva el precio para aprobación del consejo de ministros, pues hay unas condiciones prevalecientes en el mercado, mientras sale el decreto, mientras está la aprobación y todo lo demás las condiciones pueden variar hacia arriba o hacia abajo, digamos que esa es la explicación de por qué el precio salió con algo



de prima, respecto a su pregunta de si eso se podría revisar o no pues creemos que no porque como le digo eso depende de un decreto presidencial.

**JOSE RESTREPO:**

Ok, muchas gracias.

**OPERADORA:**

Nuestra próxima pregunta viene de la línea de Andrés Duarte de Corficolombiana, su línea está abierta.

**ANDRES DUARTE:**

Buenos días; muchas gracias por la presentación, quisiera saber actualmente ¿cuál es la demanda de petróleo por parte del segmento de refinación?, y ¿cuál es la demanda esperada una vez entre en operación Reficar al 100%?, la otra pregunta tiene que ver con la evolución del interés minoritario, estoy viendo la comparación del primer semestre contra el año anterior y mientras la ganancia neta consolidada de este semestre, perdón primer semestre de este año contra el primer semestre del año anterior, la ganancia neta es un poquito menos de la tercera parte respecto al año anterior, mientras que el interés minoritario tiene un incremento, no entiendo bien como es, cual es la razón de ese comportamiento, muchas gracias.

**JUAN CARLOS ECHEVERRY**

Juan Pablo Ospina le va a dar respuesta a la primera pregunta.

**JUAN PABLO OSPINA**

Andrés buenos días; la carga de la refinería de barranca en promedio está alrededor de 220 mil barriles diarios y la carga esperada para la refinería de Cartagena está en alrededor de 165 mil barriles diarios, no sé si eso complete su inquietud.

**ANDRES DUARTE:**

¿Para cuándo estaría operando Cartagena de acuerdo a la expectativa de ustedes?

**JUAN CARLOS ECHEVERRY**

Andrés estamos trabajando muy duro con un equipo muy grande en Cartagena ya hemos entrado en la fase de precomisionamiento y comisionamiento, eso está adelantado por encima del 50%, nuestra meta es encender la refinería en el último trimestre, tenga en



cuenta usted y pues todos los analistas que encender una refinería es un proceso de 4 a 6 meses, no es un tema de un solo día, hay 5 unidades, las utilidades, o sea la parte de energía, gas, agua, etc; están ya listas. La unidad de crudo es la unidad que estamos trabajando más fuertemente porque es por donde se inicia obviamente el encendido de la refinería y la siguiente es hydrocracker en esas dos estamos trabajando muy duro, le voy a pedir a Orlando Díaz que es el Vicepresidente encargado de refinación que le cuente algunos detalles, pero la idea es que sea en algún momento del último trimestre.

#### **ORLANDO DIAZ**

Bueno durante este periodo que menciona el presidente estaremos en proceso de terminación de las actividades de alistamiento y preparación de las diferentes unidades, efectivamente hacia mediados de finales del mes de octubre estaremos iniciando los procesos de puesta de servicios de la unidad de crudo, posteriormente y de manera secuencial por las interrelaciones que hay entre los diferentes corrientes de proceso, se irán poniendo en servicio las diferentes plantas, empezando la unidad de crudo, continuando con la unidad de hydrocracking que es una unidad de alta conversión, posteriormente la unidad de coquificación y finalmente con las unidades del craqueo catalítico y alquilación, eso es lo que tenemos previsto, la expectativa es que en la medida en que el proceso vaya siendo exitoso pues podemos ir avanzando más rápidamente en la puesta en servicio.

#### **JUAN CARLOS ECHEVERRY**

Andrés, Alberto Vargas le va a dar respuesta a su segunda pregunta.

#### **ALBERTO VARGAS:**

Andrés, buenos días gracias por su pregunta, el tema del interés minoritario y la variación con respecto al año anterior tiene una relación directa con la mejora en las utilidades de nuestro segmento de transporte este año, recordemos que como las tarifas del segmento de transporte están denominadas en dólares este segmento está siendo favorecido por el comportamiento de la tasa de cambio, eso hace que la utilidad de este segmento sea mejor este año y por lo tanto también el interés minoritario de las participaciones de los socios en este segmento mejore.

#### **ANDRES DUARTE:**

Ok, muchísimas gracias.

#### **OPERADORA:**



Y nuestra próxima pregunta viene de la línea de Edgar Romero de Banco BBVA, su línea está abierta.

**EDGAR ROMERO:**

Buenos días y gracias por este espacio, tengo un par de preguntas, la primera está relacionada con el costo de transporte por barril, digamos que en el segundo trimestre pues se ubicó por debajo de los 5 dólares y pues hace un año digamos que el costo por barril transportado se ubicó mucho más arriba, estamos hablando del orden de 8 a 10 dólares por barril, entonces hay una nota explicatoria en la que se dice que en parte por el cambio a IFRS pues se está re expresando esta cifra, pues entonces me gustaría entender un poco esto y principalmente saber si hacia adelante esta cifra de costo por barril transportado debería mantenerse alrededor o por debajo de los 5 dólares?, así mismo en el caso del Lifting Cost también hablan de una eficiencia que ayudó a una reducción del orden de los 2 dólares con 30 por barril, pues también me gustaría saber si esta cifra pues también es sostenible hacia adelante.

La otra pregunta que tengo pues relacionada con la posición neta en moneda extranjera, pues al cierre del 2014 ustedes tenían una posición pasiva neta en dólares de 9.2 billones de dólares y pues al cierre del segundo trimestre disminuyó a 8.2 billones a pesar digamos de la emisión que se hizo en bonos por 1.500 millones de dólares y el crédito en dólares de 1.900 millones de dólares, entonces pues esto le haría a uno suponer que lo que ha venido haciendo es acumulando dólares de las ventas externas pues entonces me gustaría saber que se podría esperar para la segunda parte del año en términos de monetizaciones dado este análisis que les estoy mencionando, y finalmente siguiendo un poco la pregunta de Andrés hace un momento pues para cerrar un poco más concretamente el tema de Reficar, ¿para qué mes del próximo año esperan ustedes que Reficar ya este activa con un porcentaje de uso que esté por encima del 80%?, muchas gracias.

**JUAN CARLOS ECHEVERRY:**

Edgar voy a empezar por la ultima, nosotros esperamos tener a más tardar pero por supuesto esto está sujeto a revisión, a más tardar el mes de marzo ya la refinería al 100%, empezando pues en algún punto del tercer trimestre que está por definir, con respecto a las otras preguntas, Thomas Rueda de Cenit va a enfrentar la de transporte, Rafael Guzmán va a enfrentar la de los lifting cost y Magda Manosalva la pregunta sobre, la última pregunta.

**THOMAS RUEDA:**



Edgar muchas gracias por su pregunta, con respecto al costo de transporte, la razón por la bajada que usted ve en el costo por barril de transporte es relacionada con el hecho que estamos haciendo dos cosas importantes, una estamos transportando más barriles de lo que se transportó el año pasado, si bien los atentados, el número de atentados han sido mayores, el impacto que estos han tenido sobre los volúmenes transportados ha sido menor en esta ocasión, lo otro es relacionado con la iniciativa de reducción de costos en la que estamos trabajando entre Cenit y el operador Ecopetrol, donde hemos logrado unos ahorros importantes, hacía adelante como usted pregunta estamos buscando mantener esas reducciones y mejorarlas, luego si los volúmenes se mantienen el costo por barril, también se estaría manteniendo u ojala si podemos reduciendo.

**RAFAEL GUZMAN**

Edgar buenos días, referente a la pregunta del lifting cost, efectivamente nosotros vemos en el reporte que del segundo trimestre del año pasado bajamos de 12.35 a 7.47 el costo por barril de levantamiento, de los cuales 2.32 son reducciones que son básicamente eficiencias que hemos logrado en nuestros campos, esas eficiencias están relacionadas por ejemplo con una menor intervención en nuestros pozos, es decir, prolongando la vida útil de las bombas que tenemos instaladas en nuestros pozos, esto lo logramos tanto cambiando tecnología como mejores practicas operacionales, de la misma manera en superficie, el mantenimiento también estamos haciendo más eficiente que anteriormente y esto también son cambios en prácticas operativas que nos dan mayor durabilidad de nuestros equipos, adicionalmente estamos cambiando nuestra fuente de generación de energía pasando de algunos combustibles más costosos como diesel a combustibles más económicos como gas o conexiones a redes eléctricas, por lo tanto la respuesta de si esos 2.32 son sostenibles en el tiempo e inclusive nosotros estamos mirando otra actividades, otras acciones que deben aumentar esa eficiencia y superar ese 2.32 de eficiencia de dólar por barril de costo de levantamiento.

**MAGDA MANOSALVA:**

Edgar respecto a su pregunta sobre la posición pasiva neta de la compañía tengo que hacerle dos precisiones, la primera, es que es importante en los reportes tener cuidado con lo que nosotros reportamos en el individual versus lo que reportamos ya en este año que es todo consolidado, número 1, número 2, en junio particularmente digamos en el segundo trimestre después de que hicimos la emisión de bonos por 1.5 billones de dólares lo que ocurrió fue que esos 1.5 billones de dólares se quedaron en el activo, es decir, nosotros no los monetizamos y no empezamos a utilizarlos rápidamente y no se convirtieron en pasivo, eso por un lado, y la otra cosa que también ayudó a tener el



balance hacia arriba en los activos son las cuentas por cobrar que nosotros normalmente tenemos en dólares, eso explicaría buena parte de la diferencia que usted menciona, ahora ¿usted preguntó sobre el plan de monetizaciones?

**EDGAR ROMERO:**

Si pues viendo, haciendo esa comparación pues que de hecho la posición activa neta pues disminuyó pues a pesar digamos de estos endeudamientos en dólares adicionales, pues inicialmente lo que pensaba era pues que efectivamente han retenido un poco y por temas de flujo de caja y de necesidades si han de alguna forma esperado de pronto un poco para la segunda parte del año con mayor fuerza por decirlo de alguna forma.

**MAGDA MANOSALVA:**

No realmente no Edgar, nosotros programamos las monetizaciones y las hacemos de manera bastante uniforme a lo largo del año, como ya lo mencionamos el endeudamiento que conseguimos hasta este momento ha venido siendo monetizado en la medida que la compañía lo necesita y pues en estas condiciones de devaluación de la tasa de cambio las monetizaciones de Ecopetrol se notan aún menos en el mercado.

**EDGAR ROMERO:**

Ok vale entiendo, y que pena de la pregunta, de la primera pregunta no me quedó muy claro, ahí digamos hubo una re expresión entre el 2014 y el 2015 en donde el costo por barril transportado tuvo una disminución bastante importante, estamos hablando que en el reporte del 2Q de este año están hablando que el costo hace un año estuvo cercano a los 5 dólares pero lo que se reportó hace un año estaba por encima de los 8 dólares pues ahí si no, realmente no me quedó muy claro esa respuesta.

**JUAN CARLOS ECHEVERRY:**

Vamos a seguir con las preguntas porque tenemos una lista grande de analistas y pues aquí ya nos han planteado 4 preguntas, por favor envíenla por correo, al correo de Magda Manosalva y con gusto se la responderemos.

**EDGAR ROMERO:**

Perfecto gracias.

**OPERADORA:**

Y nuestra próxima pregunta viene de la línea de John Dauder de Bancolombia.



**JOHN DAUDER:**

Buenos días, muchas gracias por la video conferencia, yo quería hacer una pregunta, dos preguntas, una con respecto a dos problemas que ustedes mencionaron están teniendo en términos de producción y es el tema de manejo de aguas residuales del campo rubiales y que se están presentando en los campos de la guajira, ¿qué tasa de declive esperarían ustedes se presente en los próximos trimestres y a cuanto más o menos se podría estabilizar la producción neta de Ecopetrol proveniente pues de estos dos fuentes de producción, esa es la primera y la segunda ustedes mencionaron la reducción de la participación en algunos campos por las cláusulas de precios altos y la pregunta ahí sería ¿cuáles serían los campos más sensibles a esa reducción y con los precios actuales a cuanto aspirarían que se diluya la participación de Ecopetrol? Muchas gracias.

**RAFAEL GUZMAN**

Bueno Juan respecto a la primera pregunta, comienzo por la Guajira; la Guajira lo que estamos observando es la declinación normal del campo o sea que no están asociados en realidad a problemas, la producción nosotros esperamos que para el año se estabilice en unos 44 mil barriles de petróleo equivalente por día. En cuanto a Rubiales si estamos esperando poder utilizar agua para uso agroindustrial con el proyecto de agrocascada, esa licencia aún no la obtenemos, esperamos obtenerla para finales de este año o principios del próximo año, esto nos daría un incremento de 600 mil barriles de agua y posteriormente 1 millón de barriles de agua, sin embargo, lo que estamos haciendo en Rubiales para mantener la producción es el o lo que ya hicimos con nuestros socios fue la reactivación de la campaña de perforación, es decir que nosotros con esta perforación adicional que vamos a tener en el año esperamos mantener los niveles de producción de Rubiales para Ecopetrol en los mismos niveles que hemos tenido durante el primer semestre.

**JHON DAUDER:**

Ok.

**RAFAEL GUZMAN:**

La segunda pregunta tiene que ver ya con la participación de algunos campos en los que tenemos una cláusula de precios altos, el impacto se vio principalmente en tres campos: La Cira – infantas, Quifa y Cravo Norte, el total de este impacto son cercanos a 3.200 barriles y esto obviamente depende es del precio del crudo al cual se está vendiendo, generalmente en estos contratos tenemos una cláusula que mira el precio de los últimos 3



meses o algo así y de acuerdo a la realización del precio de venta de estos crudos se aplica la cláusula y como lo dije el impacto total es cercano a los tres mil barriles para el último trimestre.

**JHON DAUDER:**

Ok, muchas gracias.

**OPERADORA:**

Y nuestra próxima pregunta viene de la línea de David Villán de AdCap Colombia.

**DAVID VILLAN:**

Si muchas gracias por la conferencia, quería hacerles dos preguntas puntuales frente a EEB nuevamente, quisiera saber si un poco más de la estrategia de cómo va a salir al mercado, un poco para medir también si va a ser por bolsa, por fuera y ¿cuánto podría cuanto estimaron aunque ya sabemos pues que las expectativas están para que se haga este año, pero más como la estrategia de cómo va a salir esa segunda fase al mercado? y la segunda frente a campo Rubiales en el 2016, ¿cuándo podremos tener una fecha, cuando se estima que va a haber una definición de quién tomará este campo o si la compañía está pensando de alguna manera en hacer esto por a través de ella misma, a través de Ecopetrol mismo?, estas son las dos preguntas muchas gracias.

**MAGDA MANOSALVA:**

David, sobre EEB efectivamente estamos analizando las alternativas que tenemos en el mercado para poder vender la segunda pues digamos la porción que nos quedó por vender, eso es una consideración que está ocurriendo internamente porque como ya lo mencionó el presidente hace algunas preguntas, los recursos de la primera ronda apenas ingresaron el viernes pasado a la compañía.

**JUAN CARLOS ECHEVERRY:**

David con respecto a campos Rubiales, nosotros estamos definiendo y la junta es la que decide cómo va a ser la operación, estamos llevando esto a junta, ya lo hemos visto un par de veces es un tema que tiene bastante detalle y yo espero que antes de finalizar el tercer trimestre podamos tener ya la definición por parte de la junta.

**DAVID VILLAN:**



Perfecto, muchas gracias.

**OPERADORA:**

Damas y caballeros eso es todo el tiempo que tenemos para la sección de preguntas y respuestas, le paso la palabra al Dr. Juan Carlos Echeverry presidente de Ecopetrol para sus comentarios finales.

**JUAN CARLOS ECHEVERRY:**

Muchas gracias a ustedes por la forma como leyeron nuestro reporte de segundo trimestre, creo que la compañía ha mostrado que tiene la capacidad de ajustar sus gastos, su inversión, sin afectar la creación de valor, creo que tenemos también demostrado una capacidad de enfrentar retos tal como fue los ataques terroristas que tuvimos, creo que también dados los últimos descubrimientos especialmente Kronos, que es un descubrimiento importante para nosotros y para el país y para toda la cuenca costa afuera del caribe, además de los que está pasando onshore, el hecho de que tengamos ya licencia aprobada para CPO-9, tengamos Caño Sur también con licencia aprobada y una campaña de perforación interesante en Rubiales, Chichimene y Castilla, muestra que aparte de tener músculo para poder reducir los costos y las inversiones podemos también tener unas perspectivas sólidas de crecimiento de mediano y largo plazo, otra cosa que quiero resaltar es que en el primer trimestre nos dio la mano el segmento de transporte, pero en este segundo trimestre nos dio la mano el segmento de refinación, aparte de resultados importantes de mayor producción que tuvimos, de manera que esto muestra que la compañía integrada es una compañía balanceada en la cual se compensan retos por unos segmentos pero posibilidades y músculos en otros segmentos, de manera que en suma somos cautos por supuesto porque las situaciones del mercado son muy retadoras, pero estamos haciendo la tarea y la seguiremos haciendo el próximo trimestre. Gracias a todos ustedes por la atención que le dan a esta publicación de resultados y por el detalle demostrado en esta llamada, a cada uno de los aspectos de nuestra compañía, un saludo cordial a todos y muy buenos días.