



TEXTO LLAMADA DE CONFERENCIA
Resultados Financieros y Operacionales
Primer trimestre de 2014

Lámina 2: ALEJANDRO GIRALDO

Buenas días a todos y bienvenidos a la llamada de conferencia donde revisaremos los resultados financieros y operacionales de Ecopetrol en el primer trimestre del año 2014.

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 y también participan Héctor Manosalva – Vicepresidente Ejecutivo de Exploración y Producción; Pedro Rosales - Vicepresidente Ejecutivo del Downstream; Adriana Echeverri, Vicepresidente de Estrategia y Crecimiento; Magda Manosalva, Vicepresidente Financiera; Humberto Fuenzalida, Vicepresidente encargado de Exploración; Rafael Guzmán, Vicepresidente Técnico de Desarrollo de Producción; Alberto Vargas, Jefe de Servicios Financieros, y Thomas Rueda, Vicepresidente Financiero de Cenit.

Lámina 4: ALEJANDRO GIRALDO

Vamos a iniciar nuestra presentación mostrando los principales logros en el primer trimestre de 2014; luego revisaremos los resultados de cada segmento de negocio y los resultados financieros, y concluiremos con las perspectivas para el segundo trimestre del año 2014.

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

Lámina 5: DR. GUTIERREZ

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



Para iniciar, repasemos los principales resultados del primer trimestre.

Nuestra operación se vio afectada por las difíciles condiciones del entorno, ya que tuvimos que afrontar atentados a la infraestructura de transporte y bloqueos por parte de algunas comunidades, lo que, junto con el retraso de algunos proyectos, llevó a una reducción de 3.2% en la producción frente al primer trimestre de 2013.

A pesar de ello, logramos varios hitos en los diferentes segmentos de negocio:

En Exploración, declaramos un descubrimiento en el pozo Tibiritá 1A en el bloque Caño Sur Oeste, lo que fortalece la posición de Ecopetrol en el desarrollo de crudos pesados, y presentamos ofertas competitivas por 11 bloques en el Lease 231 en el Golfo de México de los Estados Unidos.

En Producción, vimos un incremento de 5% en las compañías del grupo. También destacamos los resultados obtenidos en pruebas de producción en Akacías, que alcanzaron 10 mil barriles por día.

Así mismo, los pilotos de recuperación mejorada avanzaron con el inicio del piloto de inyección de agua en Galán y de inyección de químicos en Yariguí, ambos campos en la zona del Magdalena Medio. Destacamos la producción de 18 mil barriles por día lograda en el campo Cantagallo gracias a la inyección de agua, nivel no alcanzado desde 1967.

En el Midstream, completamos la expansión de 55 mil barriles de capacidad en el sistema San Fernando – Monterrey el cual nos permite transportar una mayor producción de petróleo proveniente de los Llanos Orientales.

En Downstream alcanzamos un 88.9% de avance en el proyecto de modernización de la Refinería Cartagena y continuamos con una buena dinámica de crecimiento de nuestras ventas, principalmente de gas natural y destilados medios para abastecer la demanda nacional, así como las mayores exportaciones de crudo a Asia y Europa.

En el primer trimestre de 2014 el margen Ebitda no consolidado de 49% fue alto comparado con la industria, y la generación de caja estuvo en línea con el presupuesto.

A nivel financiero también destaco los mejores resultados de las compañías del Grupo Empresarial, principalmente en los segmentos de



Transporte y Exploración y Producción, con un incremento de la utilidad del 304%.

Finalmente, quiero resaltar la realización de nuestra Asamblea General de Accionistas con una asistencia de más de 12 mil accionistas, en la cual se aprobó un dividendo de 260 pesos por acción.

Vamos por favor a la siguiente lámina para presentar la ejecución de inversiones.

Lámina 6: DR. GUTIERREZ

Las inversiones de Ecopetrol durante el primer trimestre de 2014, incluyendo su participación en las compañías del grupo, ascendieron a 1,564 millones de dólares.

El 43% se destinó a Producción, principalmente para actividades de perforación en la región de la Orinoquía, y construcción de facilidades en Castilla, Chichimene y Rubiales. El 14% para actividades de adquisición de información a través de programas sísmicos y perforación de pozos.

El 10% para Transporte, principalmente para los trabajos de optimización de capacidad en Caño Limón - Coveñas y construcción de facilidades en San Fernando-Monterrey, la estación Ayacucho y el Oleoducto Bicentenario.

El 32% a Refinación, Petroquímica y Biocombustibles, primordialmente para la modernización de la refinería de Cartagena.

Y el restante 1% para proyectos corporativos e investigación y desarrollo.

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

Lámina 7: RAFAEL GUZMAN

Gracias doctor Gutiérrez. Durante el primer trimestre de 2014 se perforaron en Colombia 7 pozos exploratorios A3, de estos 5 pozos fueron perforados por Ecopetrol S.A.

El pozo Tiribita-1A, ubicado en el bloque Caño Sur, comprobó presencia de hidrocarburos. Los pozos Golosa 1 ST1 y Casabe K perforados en la



cuenca del Valle Medio del Magdalena se encontraban en evaluación. Los 2 pozos restantes resultaron secos.

Por su parte Hocol perforó 2 pozos exploratorios A3, los cuales resultaron secos.

Para destacar a nivel internacional Ecopetrol América Inc presentó las propuestas más competitivas para 11 bloques en el Lease Sale 231 en el Golfo de los Estados Unidos. De igual forma, esta compañía se encontraba perforando 4 pozos exploratorios A3 adicionales al cierre del primer trimestre.

En materia de producción, durante el primer trimestre de 2014 la producción del Grupo Empresarial fue de 766 mil barriles de petróleo equivalente por día, esto representó una reducción del 3.2% con respecto a los 791 mil barriles de petróleo equivalente por día del primer trimestre del año 2013. Esta caída se explica principalmente por los bloqueos de las comunidades, problemas operacionales, ataques a la infraestructura de transporte y paradas en los oleoductos.

Es importante resaltar, que la producción de las subsidiarias aumentó en 2500 barriles de petróleo equivalente por día, lo cual representó un incremento del 5% con respecto al primer trimestre del 2013, apalancado principalmente por un mejor resultado de la operación de Savia y Hocol.

Finalmente continuamos en nuestro camino de crecimiento mediante el desarrollo de proyectos en nuestros campos. Particularmente en Castilla seguimos perforando para completar más de 400 nuevos pozos al 2016 y se están construyendo facilidades para tratar 4.3 millones de barriles de agua por día y producir 200 mil barriles de petróleo por día en 2015. En Chichimene se adelanta una campaña de perforación para obtener cerca de 200 nuevos pozos en el 2015 y se están construyendo facilidades para tratar 360 mil barriles de agua por día y producir 100 mil barriles de petróleo por día en el 2015.

Como se mencionó previamente el reciente descubrimiento Akacías está produciendo 10 mil barriles de petróleo por día y nos encontramos realizando las actividades necesarias para incrementar la producción en el descubrimiento de caño sur.

Ahora Thomas nos comentará sobre los resultados del segmento de transporte.



Lámina 8: THOMAS RUEDA

Gracias Rafael.

Durante el primer trimestre de 2014, el volumen transportado creció 0.5% en comparación con el mismo periodo del año anterior, llegando a 1 millón 200 mil barriles por día.

Puntualmente, el transporte de crudo por oleoductos se redujo 0.4% frente al mismo periodo de 2013, debido principalmente al impacto en los volúmenes transportados de los atentados contra la infraestructura en el sistema Caño Limón-Coveñas y Oleoducto Transandino, y al menor volumen transportado por los sistemas Ocesa y Oleoducto de Colombia. Del total de volúmenes de crudo transportados, aproximadamente 75% correspondió a producto propiedad de Ecopetrol.

Por su parte, el transporte por poliductos se incrementó en 4% en comparación con el mismo trimestre del año anterior, debido principalmente al incremento en el volumen de nafta transportado por el sistema Pozos Colorados-Galán. Del total de volúmenes transportados por poliductos aproximadamente 50% correspondió a producto propiedad de Ecopetrol.

Con relación a nuestros proyectos en curso, durante el primer trimestre del año se culminó la construcción de un loop que permitió aumentar la capacidad de transporte en la línea Apiay – Monterrey de 225 a 280 mil barriles por día. Esta línea forma parte del proyecto San Fernando–Monterrey y es un paso adicional hacia la meta de incrementar la capacidad de transporte en este sistema hasta 390 mil barriles diarios en el año 2015.

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

Lámina 8: PEDRO ROSALES

Gracias Thomas.

Durante el primer trimestre de 2014 la carga de la refinería de Barrancabermeja se incrementó en 6,300 barriles por día frente al mismo periodo del año 2013 debido a la estabilidad operacional de las unidades de proceso y a una mayor disponibilidad de crudos livianos segregados.



El margen bruto de refinación de Barrancabermeja aumentó en 0.7 dólares por barril, pasando de 15.6 a 16.3 dólares por barril, debido a una reducción en el precio de los crudos cargados que compensó la caída en el precio de los productos vendidos, comportamiento consistente con los indicadores internacionales a los cuales están referenciados.

Al cierre del primer trimestre de 2014 la ampliación y modernización de la refinería de Cartagena logró un progreso general de 88.9%, destacándose que la construcción alcanzó un avance del 76.1%. Es importante mencionar que las unidades existentes de la refinería de Cartagena se encuentran apagadas para facilitar el recibo del proyecto en condiciones de seguridad operativa y asegurar el completamiento mecánico de la nueva refinería hacia diciembre de 2014. Sólo se encuentran en operación las unidades de servicios industriales y los sistemas de almacenamiento y logística de importación y entrega a clientes.

En cuanto a los volúmenes vendidos, las ventas totales aumentaron en 48 mil barriles por día entre el primer trimestre de 2013 y el mismo periodo de 2014 debido principalmente a mayores ventas nacionales de gas y de combustibles. Nuestras exportaciones de crudo crecieron en 16 mil barriles por día, como resultado de un mayor volumen disponible por la apagada de la refinería de Cartagena.

Se destaca el continuo aumento de ventas a Asia donde se entregó el 44% del volumen exportado de crudos y el 54% de productos, principalmente fuel oil.

Por su parte, el precio de nuestra canasta de crudos y productos se redujo como consecuencia del debilitamiento de los indicadores de precio en los mercados internacionales.

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

Lámina 9: MAGDA MANOSALVA

Gracias Pedro, vamos por favor a la siguiente lámina.

Nuestros ingresos operacionales crecieron gracias a los mayores volúmenes vendidos y al efecto de la devaluación del primer trimestre de 2014 respecto al primer trimestre del 2013 sobre nuestros ingresos



totales. Lo anterior compensó el impacto de la disminución de 8.5 dólares por barril del precio promedio de venta de nuestra canasta.

En relación con los costos variables, éstos muestran un incremento explicado en mayores costos de transporte como resultado del inicio del modelo de transporte como centro de beneficios, en Cenit en abril de 2013 y en Oleoducto Bicentenario en noviembre de 2013, y de un mayor uso de carrotanques.

De otro lado, hubo mayores costos relativos por compra de crudo, gas y productos por efecto de la devaluación de la tasa de cambio.

En cuanto a los costos fijos, su aumento se explica en mayores costos de mantenimiento, especialmente por el avance del programa de integridad en la infraestructura de transporte, y costos en pozos por el incremento en los cortes de agua.

Los gastos operativos crecieron por mayores gastos exploratorios, principalmente sísmica y pozos secos.

El resultado no operacional mejoró frente al primer trimestre de 2013 debido esencialmente a mejores resultados de las compañías del grupo empresarial.

Pasemos por favor a la siguiente lámina.

Lámina 10: MAGDA MANOSALVA

Los factores mencionados en la lámina anterior llevaron a una utilidad antes de impuestos en el primer trimestre de 2014 inferior a la del mismo periodo de 2013. Como resultado, la provisión del impuesto de renta también se redujo.

En consecuencia, la utilidad neta en el primer trimestre de 2014 fue menor a la del primer trimestre de 2013, pero el EBITDA se mantuvo estable y el margen EBITDA fue competitivo comparado con otras compañías de petróleo y gas.

Vamos ahora a la siguiente lámina para ver el flujo de caja de Ecopetrol.

Lámina 11: MAGDA MANOSALVA

Ecopetrol inició el año con 5.1 billones de pesos en efectivo y equivalentes de efectivo. La generación interna y otras fuentes sumaron



16.5 billones de pesos durante el primer trimestre los cuales fueron suficientes para atender la operación, las inversiones y pagar la última cuota de dividendos a la Nación sobre las utilidades del año 2012.

El saldo de caja al finalizar el trimestre fue de 5.3 billones de pesos.

Paso ahora la palabra al doctor Gutiérrez para ver las perspectivas para el segundo trimestre de 2014.

Lámina 11: DR. GUTIERREZ

Como cierre de la presentación les presento nuestra perspectiva para el segundo trimestre de 2014:

En Exploración, la campaña del trimestre incluye la perforación en Colombia de 5 pozos exploratorios y 3 delimitadores, más un pozo exploratorio por parte de Hocol. A nivel internacional, se harán 3 pozos en la Costa del Golfo de los Estados Unidos.

En relación con la Producción, tenemos prevista la entrada de nuevas facilidades de producción en Chichimene y en Akacias.

Así mismo, daremos inicio al piloto de inyección de agua en el campo Chichimene, y esperamos una mayor producción de alrededor de 4 mil barriles por día en Caño Sur.

En cuanto a Transporte, se tiene previsto probar las facilidades asociadas a la optimización de Caño Limón-Coveñas a 250 mil barriles y completar la ingeniería básica para el incremento de 35 mil barriles en el poliducto Pozos Colorados-Galán.

En refinación, esperamos lograr un avance en la fase de construcción del proyecto de modernización de Cartagena de aproximadamente 84%, y mantener una operación y unos márgenes estables en la refinería de Barrancabermeja.

Adicionalmente, en el frente de operaciones hemos designado un equipo multidisciplinario de trabajo cuyo objetivo es priorizar, viabilizar y ejecutar los proyectos clave requeridos para alcanzar nuestras metas estratégicas.

Quiero enfatizar que estamos adelantando los proyectos e iniciativas necesarios para facilitar nuestra operación en estrecha coordinación y



cooperación con entidades del Estado tales como el Ministerio de Defensa, el Ministerio del Interior, el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Trabajo y los Gobiernos Locales.

En conclusión, somos optimistas y seguimos comprometidos en adelantar nuestros planes, superar las condiciones de entorno y avanzar con los proyectos que nos permitirán retomar la senda de crecimiento para continuar entregando resultados económicos robustos.

Con esto, abro ahora la sesión de preguntas y respuestas.

OPERADORA

Gracias. Ahora comenzaremos la sesión de preguntas, si tiene una pregunta favor oprima asterisco y luego uno en su teléfono, si se ha dado respuesta a su pregunta o desea retirarse por favor oprima la insignia de número, con el fin de darle oportunidad a todos los que tengan preguntas le agradecemos de antemano que se limite a hacer un máximo de dos preguntas a la vez, nuevamente si tiene alguna pregunta oprima estrella o asterisco y luego el uno en su teléfono.

Tenemos en la línea a Maria Velasquez de Serfinco, adelante por favor:

MARIA VELASQUEZ - SERFINCO

Buenos días y muchas gracias por la teleconferencia, yo tendría dos preguntas, la primera está relacionada que quisiera entender un poco mejor la relación entre la producción y las cantidades vendidas, vimos que en términos individuales Ecopetrol S.A. disminuyó su producción en 3.68% sin embargo sus ventas aumentan en un 5.5%, ustedes indican que las ventas están influenciadas positivamente por unas mayores ventas de productos pero si analizamos solamente el tema de crudo y gas vemos que las ventas de crudo y gas aumenta un 2% entonces quisiera saber si esto tiene que ver con un tema de manejo de inventario y si es así, pues que cantidad de este se adicionó; y mi segunda pregunta está relacionada con el tema de producción, quisiera saber el desglose de producción de los principales campos para este trimestre específicamente Castilla, Chichimene y la Cira y así mismo ustedes pues indicaron en la presentación que tienen una meta de 200 mil barriles para Castilla y 100 mil barriles para Chichimene para el 2015, quisiera saber si ya todas las facilidades y las licencias están listas para alcanzar esta meta y cuando se podría ver un crecimiento significativo en la producción en estos campos Gracias.



JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Mariá buenos días y muchas gracias, respecto al punto comercial de las ventas y su relación con producción la respuesta la toma Pedro Rosales y los temas de producción básicamente los tres aspectos que mencionas, Rafael Guzman va a tomar la respuesta. Entonces Pedro por favor vamos con la respuesta inicial.

PEDRO ROSALES – VICEPRESIDENTE EJECUTIVO DOWNSTREAM

Gracias presidente, María buenos días, básicamente nuestras ventas crecieron tanto en crudo como en gas, como en productos en el caso de crudo en una mayor proporción a la producción por utilización de inventarios, es decir sacamos crudo del que teníamos en nuestros inventarios también para la venta, eso permitió que las ventas fuesen 11.300 barriles por encima de lo que vendimos en el trimestre anterior, en el caso de gas este año se da una condición y es que las regalías de gas se monetizan es decir nosotros le pagamos a la ANH el gas de regalías pero podemos vender eso como producción propia eso significó 20.000 mil barriles más que el año pasado y finalmente en el caso de productos también hubo una venta mayor por una demanda creciente 16.400 barriles por día en total, mayores ventas de combustible fueron 11.000 mil y mayores ventas de petroquímicos e industriales principalmente asfalto que creció cerca 4 mil barriles por día, esa es la razón de la explicación de mayores ventas, no obstante que la producción en el caso del crudo no siguió ese mismo comportamiento.

RAFAEL GUZMÁN – VICEPRESIDENTE TÉCNICO DE DESARROLLO DE PRODUCCIÓN

Bueno muchas gracias María por la pregunta, para el primer trimestre del año tuvimos una producción de los principales campos de la siguiente manera, Castilla estuvo por encima de 104 barriles por día, Chichimene también estuvo cercano a los 50 mil barriles por día, para el campo de la Cira cercano a los 25 mil barriles por día, esto es participación de Ecopetrol.

En cuanto a los proyectos e incremento de producción, nosotros seguimos trabajando en nuestros campos, particularmente para el campo de Chichimene ya incluimos nuevas capacidades de tratamiento y disposición de agua lo cual nos está permitiendo subir los niveles de producción ya desde el primer trimestre al segundo trimestre, en cuanto a proyectos futuros nosotros ya contamos con las licencias para las



construcciones y perforaciones, contamos también ya con la decisión de inversión y vamos adelante con los proyectos.

Esto lo que nos permite es primero que todo continuar adicionando capacidad de tratamiento en Chichimene, nos permite también continuar perforando en Chichimene; en Castilla en particular vamos a aumentar de aquí hacia el final del año la capacidad de disposición de agua y vamos con una campaña muy fuerte también en perforación; nosotros de aquí al 2016 en Castilla pensamos perforar más de 400 pozos, este año la meta es perforar más de 150 pozos en este proyecto, adicionalmente a esto seguimos trabajando en la ingeniería para el desarrollo de tanto Akacias como en Caño sur, en Akacias ya llegamos a 10.000 barriles por día, caño sur como se dijo anteriormente la producción la vamos a subir en el segundo trimestre de unos 1.000 a 5.000 mil barriles por día que es nuestra meta, una vez se tengan las licencias de desarrollo iniciaremos nuestro desarrollo y para el 2015 tendría una producción de 50 mil en Akacias y 25 mil en Caño Sur.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Gracias Rafael, Héctor Castaño va a complementar lo anotado por Rafael.

HECTOR CASTAÑO – VICEPRESIDENTE DE PRODUCCIÓN

Alineado con lo que expresaba Rafael en el área de chichimene con el incremento de tratamiento de crudo que en este momento ya estamos en proceso de pre-comisionamiento y comisionamiento para arranque, estaríamos nosotros ingresando entre 10 y 20 mil barriles en los próximos dos meses, más un tanque que esperamos nosotros en 15 días tener en línea, igualmente como decía en Caño Sur ya la licencia salió en este momento ya fueron notificadas la autoridad ambiental para la disposición y sitio estaríamos llevando esta agua que nos permitiría subir como ya dijo Rafael a 5 mil barriles y en el área de Castilla para finales del segundo Q y comienzos del tercero ya estarían ingresando las facilidades de tratamiento de agua y crudo en el área de Akacias y disposición en los sistemas de inyección que nos permitiría fácilmente incrementar entre 10 y 15 mil barriles para el área de Castilla en los meses de julio y agosto.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Gracias Rafael y Héctor, ¿María algún comentario?



MARIA VELASQUEZ - SERFINCO

Si tengo una última pregunta relacionada con Castilla y Chichimene ¿ustedes tienen una meta de producción para el 2014 en estos dos campos?

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

La meta que tú mencionas es válida, estamos apuntando a que en el 2015 habría 200 mil barriles en Castilla y 100 mil barriles en Chichimene, efectivamente le estamos apuntando a eso María y claramente lo que te anotaron Héctor y Rafael están en línea y ya estamos avanzando en iniciativas que nos están permitiendo ir hacia esa meta, ¿algún comentario María?

MARIA VELASQUEZ - SERFINCO

No así está muy bien, muchísimas Gracias.

OPERADORA

La siguiente pregunta viene del señor Andrés Sanchez de Helm Comisionista.

ANDRES SANCHEZ – HELM COMISIONISTA

Buenos días muchas gracias por la presentación, yo tengo una duda respecto a lo que estaba preguntando anteriormente en torno a las compras de la compañía de este trimestre y ya hemos visto digamos que tuvieron un gran impacto en los estados financieros de la compañía, me gustaría saber que manejo tuvieron estas compras, que nivel de importaciones de producto se tuvo que hacer para suplir la demanda interna del combustible o ya productos refinados y digamos que tendencia podríamos esperar para el siguiente trimestre.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Perfecto, toma la respuesta Pedro Rosales, gracias Andrés.

PEDRO ROSALES – VICEPRESIDENTE EJECUTIVO DOWNSTREAM

Andrés buenos días, a ver en relación con el tema de compras mirándolo desde el punto de vista volumétrico en este trimestre comparado contra el trimestre anterior tuvimos unas compras de 7300 barriles por día menos, este trimestre compramos 315 mil barriles, básicamente estuvieron compuestos por las compras de crudo que estuvieron 17500 barriles por debajo, las compras de crudos de la ANH y terceros,



principalmente afectadas por la menor producción de crudos en el país, cuando uno lo mira volumétricamente frente a lo que tuvimos en el periodo anterior y por la no disponibilidad del Oleoducto Transandino por atentados que afecta la compra de crudo a terceros, en las compras de gas tuvimos también una menor compra básicamente 8700 barriles por día, estas compras se hacen a la ANH y a terceros y estas es por efecto de la monetización de regalías, como comentábamos en la respuesta anterior, básicamente hoy le compramos las regalías de la producción que hace Ecopetrol a la ANH y esa ya queda en disponibilidad de Ecopetrol entonces se requiere comprar menos, adicionalmente tuvimos unas mayores importaciones de diluyentes que fueron las que generaron el incremento de inventarios para poder viabilizar el mayor requerimiento de transporte de crudos pesados, lo que tiene que ver con combustibles para la venta nacional, tuvimos también una disminución, bajamos de los...perdón un aumento de 4700 barriles por día, subimos de los 47 mil a 51.700 barriles por día y esa compra adicional es básicamente por aumento de demanda y principalmente es Diesel, ese es más o menos el resultado balanceado, no sé si con esto respondo Andrés a su pregunta completa.

ANDRES SANCHEZ – HELM COMISIONISTA

Si muchas gracias.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Gracias Andrés.

OPERADORA

Gracias. La siguiente pregunta viene del Señor Daniel Guardiola de Larrain Vial, adelante por favor.

DANIEL GUARDIOLA – LARRAIN VIAL

Buenos días, yo tengo dos preguntas, la primera es con respecto a la producción, básicamente me gustaría saber cuál hubiera sido el nivel de producción para el trimestre si excluimos el efecto de atentados y bloqueos a las comunidades, y mi segunda pregunta va con respecto a la implementación de técnicas de recuperación terciaria, y me gustaría saber en cuanto tiempo en dado caso en que no haya un agreement de extensión en campo Rubiales, ustedes en cuanto tiempo podrían implementar técnicas de recuperación terciaria en este campo y evitar que el campo siga declinando su producción.



JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Perfecto, las respuestas las va a tomar Rafael Guzman.

RAFAEL GUZMAN – VICEPRESIDENTE TECNICO DE DESARROLLO DE PRODUCCIÓN

En cuanto impactos para el primer trimestre nosotros tuvimos unos impactos de atentados cercanos a 7200 barriles por día, por temas de entorno que nos han dado demoras en la entrada de proyectos y demoras en perforación un impacto cercano a 20500 barriles por día, en términos de transporte limitaciones 3200 barriles por día y tuvimos también problemas operacionales de tratamiento de agua cercanos a 20800 barriles por día, es decir que si no contáramos con estos efectos la producción habría estado cercano a los 770 mil barriles por día, esto es de Ecopetrol S.A.

En cuanto a programas de recobro mejorado estos temas de recuperación toman tiempo, actualmente nosotros tenemos en Ecopetrol varios proyectos que hemos presentado de recuperación mejorada, inclusive unos de los resultados que presentamos este año es el aumento de producción de Cantagallo a 18 mil barriles por día algo que no se veía desde 1967, esto gracias al recobro mejorado, así de esta manera para este año tenemos trece nuevos pilotos que esperamos tener producción adicional de recobro mejorado los siguientes años, en cuanto a recobro mejorado para el campo de Rubiales nosotros actualmente estamos en conversaciones para determinar cuáles serían los mejores métodos de recobro mejorado y aumentar el factor de recobro de este campo.

Nosotros tenemos otros pilotos también en los campos de crudos pesados en los llanos, es así el piloto que tenemos con nuestro socio en el campo de Quifa y también el piloto de recobro mejorado térmico que tenemos en Chichimene, este último pensamos iniciar inyección hacia finales de este año; luego de realizar estos pilotos viene obviamente una fase de análisis de extensión de estos pilotos ya a la fase productiva de los campos, esto toma entre unos cercanos a unos dos años para que se llegue ya a la ejecución del piloto de desarrollo.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

De pronto Rafael sugiero que dieras una explicación un poco más detallada entre lo que sería el recobro primario, el tipo de proyectos que estamos haciendo y complementando, segundo recobro secundario que



tipos de proyectos, en donde los tenemos y lo que sería recobro terciario, recordemos que lo que se mencione en relación con STAR que tendría básicamente que ver con tecnologías de vapor corresponde a recobro terciario, pero hay un número muy importante de proyectos tanto de recobro primario, recobro secundario, y vale la pena complementar un poco más sobre eso por favor.

RAFAEL GUZMAN – VICEPRESIDENTE TECNICO DE DESARROLLO DE PRODUCCION

El recobro primario se basa más que todo en la perforación de pozos y construcción de facilidades para tratar los fluidos que vienen de estos pozos, agua, petróleo y gas; el crecimiento que se ha dado en Ecopetrol en los últimos años ha estado ligado principalmente a este recobro primario y los incrementos que vemos en Chichimene y Castilla proyectados de aquí al 2015 son principalmente de recobro primario, el recobro secundario que estamos utilizando principalmente en la actualidad es inyección de agua, esta inyección de agua se hace primordialmente en los campos del Magdalena Medio, en estos hemos visto también grandes incrementos de producción como es el caso de la Cira Infanta, Cantagallo que les acabo de mencionar y otros, ese es el crecimiento que se da en el Valle Medio de Magdalena principalmente.

Adicional a esta inyección de agua estamos también haciendo pilotos de inyección de químicos, es decir, agua mejorada y lo estamos haciendo tanto en el Valle Medio del Magdalena como en el Valle Superior del Magdalena, nosotros hemos ya presentado resultados de algunos de estos en el Valle Superior del Magdalena y actualmente estamos haciendo en campos del Valle Medio del Magdalena como Yarigui, es uno de los ejemplos que tenemos.

Paso seguido, también estamos incursionado en el recobro mejorado en los campos del Llano, es así como en el campo de Apiay tenemos también ya inyección de agua y vamos a tener piloto de inyección de agua tanto en Castilla como Chichimene este mismo año. El siguiente paso ya una metodología aún más compleja pero también con mayores resultados son los métodos térmicos que mencionaba el Dr. Gutiérrez anteriormente, nosotros ya tenemos proyectos de inyección de vapor en el área del Valle en el Medio del Magdalena en crudos pesados y estamos incursionando en los proyectos de inyección tanto de vapor como inyección de aire en los Llanos. Inyección de vapor inicialmente queremos utilizarlo en Caño Sur, inyección de aire (combustion in situ)



como dije anteriormente ya tenemos el piloto en Quifa e iniciaremos el piloto en Chichimene.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Gracias Rafael.

HECTOR CASTAÑO – VICEPRESIDENTE DE PRODUCCION

Solo quisiera agregar que ya la semana pasada se inició la inyección en el K2 de Chichimene así como también la utilización de polímeros en el área de Yarigui Cantagallo aunado al proyecto de ASP que ya tenemos implementado en San Francisco desde el año pasado, yo creo que el resultado de estos pilotos fortalecerán el portafolio de oportunidades de incremento de factor de recobro de Ecopetrol para las vigencias venideras, igualmente pues el apalancamiento que hoy tenemos como ya decía Rafael está muy enfocado en la perforación infill, oportunidades que hoy estamos materializando tanto en el área de Rubiales como igualmente en nuestros campos de operación directa en Castilla, Chichimene y todos los campos del Magdalena Medio.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Muchas gracias, ¿algún comentario Daniel o es suficiente?

DANIEL GUARDIOLA – LARRAIN VIAL

No escuche la respuesta disculpe.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Perdón ¿Que si es suficiente la respuesta?

DANIEL GUARDIOLA – LARRAIN VIAL

No, no la alcancé a escuchar, si me la podrían repetir se los agradezco.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Desde que parte no escuchaste perdón porque ya se habían dado las respuestas completas.

DANIEL GUARDIOLA – LARRAIN VIAL

No no está bien entonces continuemos.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Bueno listo, gracias.



OPERADORA

Gracias, la siguiente pregunta viene del señor Sebastián Gallegos de Credit Corp Capital, adelante por favor.

SEBASTIAN GALLEGOS – CREDICORP CAPITAL

Buenos días tengo tres preguntas básicamente primero que todo gracias por la presentación, la primera pregunta es que si nos pudieran dar una actualización de orden público frente a los oleoductos principalmente y cuando se podría restablecer la producción y adicionalmente cuanto de la producción en abril sobre todo pudo ser evacuada a través de carro tanque, la segunda pregunta tiene que ver con el tema del gas, quisiera saber con la decisión del gobierno de no exportar a Venezuela si esas ventas de gas estarían aseguradas o cómo funcionaría eso y la tercera pregunta tiene que ver con costos, hemos vistos incrementos importantes superiores al 20% en temas de mantenimiento, servicios contratados con asociaciones de otras empresas, si esto es un tema recurrente y que podríamos también ver en el segundo trimestre, gracias.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Gracias Sebastián, la primera parte la toma Thomas Rueda por favor.

THOMAS RUEDA - VICEPRESIDENTE FINANCIERO DE CENIT

Sebastián muchas gracias por la pregunta, en el tema de orden público que obviamente es un tema que nos interesa mucho a todos, hemos tenido este año el primer trimestre 33 atentados en la infraestructura y como decía Rafael hemos tenido un impacto en la diferida de producción de unos 7200 barriles, el tema obviamente que más nos preocupa es la situación en el Oleoducto de Caño Limón Coveñas donde pues como ustedes saben ayer se llegó a un acuerdo con la comunidad UWA digamos que aquí hay que resaltar que hubo un trabajo muy digamos alineado entre lo que es el gobierno nacional, el gobierno local, Ecopetrol y se logró ayer digamos un resultado muy positivo, hoy mismo estamos ingresando a Ecopetrol a reparar el oleoducto, se espera que en cinco días estemos bombeando y obviamente eso pues es una gran noticia para todos, eso también contribuye a evacuar crudos que tenemos represados en estas partes del país y nuevamente es un gran resultado.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Respecto a gas y las exportaciones Pedro por favor.



PEDRO ROSALES – VICEPRESIDENTE EJECUTIVO DOWNSTREAM

Gracias. Respecto al gas Sebastián como se conoció en prensa por decisión del Ministerio de Minas y Energía las exportaciones de gas a Venezuela se suspenderán desde el próximo martes para tener un mayor respaldo del suministro que eventualmente se necesita para generación eléctrica en Colombia. La decisión se toma ante la probabilidad de que en el segundo semestre de este año se presente en el país el fenómeno del niño, que reduciría las lluvias y en consecuencia bajaría el nivel de los embalses de las hidroeléctricas. Al generar las hidroeléctricas menos, se debe aumentar la generación por parte de las termoeléctricas que se mueven con gas por lo que se necesitaría el combustible que en condiciones normales se envía a Venezuela. Lo importante a tener en cuenta aquí es que las ventas totales de Ecopetrol no se ven afectadas por esta decisión, por cuanto el volumen que se deja de exportar, cercano a 100 millones de pies cúbicos a Venezuela, se entregaría al sector térmico nacional. Si la situación evoluciona de una manera distinta, se reactivan entonces las ventas a Venezuela y se continúa con un nivel de ventas equivalente al que se tiene previsto. Es decir, no genera una afectación en cuanto a las ventas sino en cuanto a los destinos.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Sobre la parte de costos Magda Manosalva nuestra vicepresidente financiera y Alberto Vargas estarán dando los comentarios correspondientes.

MAGDA MANOSALVA – VICEPRESIDENTE FINANCIERO

Si gracias, Sebastián. Respecto a costos lo que tenemos nosotros y la pregunta de recurrencia o no le voy a responder en dos partes. En cuanto a mantenimiento, el incremento se relaciona básicamente con el plan de integridad que nosotros acometimos a partir del año 2012, que fue más acentuado en el año 2013 y continúa todavía en el año 2014. Ese plan de integridad recuerden se refiere a todo el tema de mantenimiento de las redes de transporte, digamos que ese va a ser un costo recurrente. Por el otro lado, los costos de mantenimiento también se relacionan con el impacto de los atentados a la infraestructura y ese, pues claramente en la medida en que los atentados disminuyan no va a ser recurrente.

Por el otro lado respecto a su pregunta de los mayores costos por servicios contratados, para ser más específicos los costos se refieren a



mayores erogaciones que hemos tenido en los campos Quifa y Rubiales por mayor costo relacionado con manejo y disposición de agua por un lado, y por el otro lado mayores costos de alquiler de equipos. El primero que se refiere al manejo de agua, pensamos que va a ser un costo recurrente y el de alquiler de equipos pues en la medida que no lo requiramos no va a ser recurrente.

No sé si con eso es suficiente Sebastián para responder a su pregunta.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Sebastián ¿Es suficiente respecto a las tres preguntas?

SEBASTIAN GALLEGOS – CREDICORP CAPITAL

Solo un comentario Dr. Gutiérrez frente a la primera pregunta. Quisiera de pronto que me dieran un poco más de detalle frente al impacto en abril... pues ya sabemos que se llegó a un acuerdo y eso, pero...

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Lo importante y Tomás me complementa es, si tú observas dado el nivel de ataques a la infraestructura, nosotros nos hemos logrado mantener en niveles de afectación a la producción que están en el orden de los 7, 8, 9 mil barriles que eso es lo que hemos venido manejando durante los últimos años y efectivamente el resultado del primer trimestre tal como lo mencionó Tomás es de 7200, o sea que está justamente entre esos órdenes. Pero, claramente durante el mes de abril la situación que se presentó por el caso de Caño Limón Coveñas, efectivamente el campo estuvo parado la gran mayoría, recordemos que este es un campo que representa para Ecopetrol del orden de unos 41000 barriles y Gibraltar 7. O sea que durante el mes de abril pues tendremos fundamentalmente esta afectación, pero lo importante de lo que menciona Thomas es que claramente con el acuerdo que se llegué con los UWA pues nosotros vamos a poder seguir actuando dentro de nuestros procesos de recuperación y aseguramiento para lograr mantenernos y mejorar dentro de los niveles promedio dentro de los que hemos estado, básicamente entonces como lo decía Thomas yo creo que muy rápidamente estaremos recuperando, pero también recordemos que en este momento tenemos Héctor excúsame del orden de que 800 mil barriles que ya están listos, almacenados, que no han podido ser evacuados, ósea que eso también sería digamos claramente producción que está almacenada en los tanque de reserva y que



rápidamente nosotros procederíamos a evacuar tan pronto estemos en operación nuevamente con el oleoducto.

Siguiente por favor.

OPERADORA

Gracias. La siguiente pregunta viene del señor Frank McGann del Bank of America, adelante por favor.

FRANK MCGANN - BANK OF AMERICA

Ok, buenos días y gracias, una pregunta sola, el campo Rubiales que obviamente es importante para ustedes tiene una bajada en producción en el primer trimestre y quería saber cómo ustedes ven este campo a lo largo de este año y en 2015 porque ustedes tienen una perspectiva muy distinta imagino de Pacific Rubiales porque ustedes tienen un periodo mucho más largo para tener la producción ahí y como ven la tendencia de producción en los próximos dos años.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Frank gracias, va a tomar la respuesta Héctor Castaño, por favor Héctor.

HECTOR CASTAÑO – VICEPRESIDENTE DE PRODUCCIÓN

Buenos días Frank, ciertamente el primer trimestre en Rubiales ha estado, la producción ha venido afectada por licenciamiento que nos permita disponer las aguas de producción de este campo, hoy actualmente tenemos los sistemas y las licenciamientos totalmente topeados y esperamos que para el mes de julio nosotros estaríamos licenciando agro-cascada lo cual nos abriría una capacidad inicial de 500 mil barriles y expandible a 500 mil barriles adicionales para final de año, con esto tendríamos resuelto el tema de producción y adicionalmente ya se sancionó en comité ejecutivo con el socio el programa de perforación de 130 pozos para esta vigencia que nos permitirá alcanzar el plató de los 210 mil barriles que teníamos contemplado para esta y la siguiente vigencia.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Gracias Héctor, ¿Frank es suficiente?

FRANK MCGANN - BANK OF AMERICA

Si, si muy bien gracias.



JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

El siguiente por favor.

OPERADORA

La siguiente pregunta viene del señor José Restrepo de Serfinco, adelante.

JOSE RESTREPO – SERFINCO

Buenos días, disculpen que ya mi pregunta fue respondida, gracias.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Gracias José, siguiente por favor.

OPERADORA

El señor Restrepo ha indicado que su pregunta se..., que se le ha dado respuesta a su pregunta.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Perfecto, muchas gracias a todos. Alejandro por favor. Alguien desea repreguntar?

OPERADORA

Muchas gracias, le cedo la palabra al señor Giraldo para que de comentarios finales.

ALEJANDRO GIRALDO – DIRECTOR RELACIONES CON EL INVERSIONISTA

Bueno, muchas gracias a todos por su participación, para preguntas adicionales nos pueden contactar en el área de Relación con Inversionistas y buenos días, hasta luego.