

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

Lámina 2: ALEJANDRO GIRALDO

Introducción por Alejandro Giraldo

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

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

Lámina 3: ALEJANDRO GIRALDO

La llamada de conferencia será liderada por el Sr. Javier Gutiérrez, presidente de Ecopetrol. Adicionalmente participan: Héctor Manosalva – Vicepresidente Ejecutivo de Exploración y Producción, Pedro Rosales - Vicepresidente Ejecutivo del Downstream, Adriana Echeverri, Vicepresidente de Estrategia y Crecimiento, Camilo Marulanda, presidente de Cenit; - Enrique Velásquez, Vicepresidente de Exploración; y Alberto Vargas, jefe de servicios financieros.

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

Lámina 4: DR. GUTIERREZ

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

Para iniciar, presentamos un resumen de los hechos destacados del segundo trimestre de 2013. Luego repasaremos los logros claves de cada área de negocio, y haremos un resumen de los resultados financieros y de consolidación organizacional.

Finalmente, pasaremos a presentar las perspectivas para el tercer trimestre de este año, y cerraremos la llamada con una sesión de preguntas y respuestas.

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

Lámina 5: DR. GUTIERREZ

En el segundo trimestre de 2013, nuestra compañía continuó con su dinámica de crecimiento, demostrando que tiene estrategia de negocios sólida y una organización que responde rápidamente a los cambios y retos del entorno, tales como una tendencia a la baja en los precios internacionales del crudo con respecto al 2012 y algunas limitaciones en capacidad de transporte y bloqueos de comunidades en la operación de algunos de nuestros campos. El valor de nuestra acción disminuyó, en línea con el comportamiento de los mercados de capitales de varios países emergentes.

Destaco los siguientes hechos en cada una de las áreas del negocio:

En Exploración reportamos un descubrimiento de hidrocarburos en el pozo Cusuco-1, en el Bloque CPO-10 ubicado en el departamento del Meta, bloque en el cual Ecopetrol tiene el 100% de los intereses. El pozo produjo crudo de 13,8° API con un corte de agua del 4% y es el tercer hallazgo de Ecopetrol en Colombia en 2013. Con este hallazgo, el éxito exploratorio en lo corrido del año es del 75%.

Adicionalmente, presentamos ofertas competitivas en 3 bloques en la ronda exploratoria en Brasil, que esperamos nos sean adjudicados y adquirimos el 31.5% del activo Gunflint en la Costa del Golfo de México en EE.UU. En Producción destaco el crecimiento superior al 10% en varios de los principales campos de los Llanos Orientales.

En cuanto a Transporte, el 1° de Abril se firmaron los contratos entre Ecopetrol y Cenit, lo cual marcó el inicio de una nueva era en el modelo de negocio de este segmento, el cual traerá importantes beneficios para nuestra compañía al igual que para el sector de hidrocarburos en Colombia. Como parte de este nuevo esquema de generación de ingresos estamos pagando unas mayores tarifas de transporte en los principales oleoducto, sin embargo estos costos se verán compensados con una mayor utilidad que generará Cenit a nuestro Grupo Empresarial. Adicionalmente, en el proyecto del Oleoducto del Bicentenario se concluyó el tendido de la línea regular.

En el segmento de Refinación destaco la mejora en confiabilidad operativa así como el avance en el proyecto de modernización de Reficar.

Los resultados financieros estuvieron en línea con el aumento en producción, los menores precios del crudo y aumentos de costos principalmente por el nuevo esquema de transporte. Como lo mencioné, este esquema de transporte generará mayores utilidades y beneficios para Ecopetrol. Adicionalmente, avanzamos en las iniciativas de control de costos, principalmente en lo relacionado con mantenimiento de pozos, consumo de energía, abastecimiento, y mantenimientos en refinerías.

Otro importante evento fue la operación de manejo de deuda y financiamiento por COL\$1.84 billones mediante la cual sustituimos la obligación financiera de un crédito sindicado con bancos colombianos por COL\$ 1.55 billones, extendiendo el plazo en 5 años y reduciendo la tasa de interés en 1.5%. Adicionalmente, como parte de la operación, obtuvimos COL\$ 284 mil millones para financiar nuestro plan de inversiones.

También destaco que la agencia calificadora de riesgo Standard and Poor´s mejoró la calificación en moneda extranjera de Ecopetrol S.A., pasando ésta de BBB- a BBB.

En HSE continuamos con la tendencia sostenida de mejora, dentro de los estándares de la industria.

Como conclusión, deseo reiterar que mantenemos las metas del año 2013, con una dinámica sostenida de crecimiento, tomando las medidas para mitigar los riesgos de entorno y mantener una tendencia moderada de aumento de costos

Lámina 6: DR. GUTIERREZ

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

Lámina 7: DR. GUTIERREZ

Durante el primer semestre del año 2013 las inversiones alcanzaron los 3,199.4 millones de dólares, distribuidos de la siguiente manera: el 50% a producción, principalmente para la construcción de facilidades para el

manejo de fluidos en Castilla y Chichimene; el 30% a las subsidiarias, lo cual incluye los recursos aprobados para el proyecto de modernización de Reficar; el 10.5% a Transporte, principalmente para la inversión en el oleoducto San Fernando-Monterrey y para proyectos en la zona del Magdalena Medio; y el restante 9.5% para Exploración, Refinación y los proyectos del área corporativa.

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

Lámina 8: HECTOR MANOSALVA

Vamos por favor a la siguiente lámina para mirar los hitos claves de exploración.

En el segundo trimestre de este año 2013 Ecopetrol completó el pozo exploratorio Cusuco-1, ubicado en bloque CPO-10, el cual probó presencia de hidrocarburos y fue el tercer pozo exitoso de la campaña que adelanta Ecopetrol en el presente año. Adicionalmente, durante el trimestre se perforaron 4 pozos estratigráficos y 8 pozos delimitadores o sea A1.

Por su parte Hocol perforó el pozo exploratorio Godric, ubicado en el bloque CPO-17, el cual al cierre del trimestre se encontraba en evaluación, igualmente perforó 1 pozo estratigráfico.

En el área internacional, se resalta la compra del 31.5% de participación de BP en el descubrimiento Gunflint, en aguas profundas del Golfo de México en Estados Unidos, igualmente la participación en Brasil, por medio de nuestra filial Ecopetrol Oleo E Gas do Brasil, en la Ronda 11 realizada por la ANP, y en la cual Ecopetrol presentó las propuestas más competitivas en los bloques POT-M-567 y FZA-M-320 con una participación de 100%, y en el bloque CE-M-715 con una participación del 50% en asocio con Chevron Brasil.

Miremos en la siguiente lámina los principales resultados de Producción.

Lámina 9: HECTOR MANOSALVA

En el primer semestre de 2013 el grupo empresarial alcanzó una producción bruta de 785 mil barriles de crudo equivalente por día, esto es 4.3% mayor que la del primer semestre del año 2012. En el segundo

trimestre de 2013, la producción llegó a 778 mil barriles de crudo equivalentes por día. Es importante mencionar que a pesar de presentarse una disminución frente al primer trimestre del año 2013, la producción se encuentra de acuerdo con el plan trazado para este año.

Los campos con los mayores incrementos en producción entre el segundo trimestre de 2013 y el mismo período de 2012 fueron Chichimene y Castilla, operados directamente por Ecopetrol, y Rubiales y Quifa, operados por un socio.

Vamos ahora a repasar los principales resultados del segmento de Transporte en la siguiente lámina.

Lámina 10: THOMAS RUEDA

Gracias Héctor.

Empecemos por nuestros resultados operativos.

En el segundo trimestre de 2013 el volumen transportado creció 3.1% frente al mismo trimestre de 2012, llegando a 1 millón 184 mil barriles por día, principalmente gracias al aumento de los volúmenes transportados por nuestras filiales Ocesa y ODC.

La construcción de la fase I del Oleoducto Bicentenario tuvo un avance general de 75% al cierre del segundo trimestre.

Adicionalmente, en línea con los planes de crecimiento, se destaca la expansión de 41 mil barriles por día en ODC a partir de marzo de 2013, pasando de una capacidad de transporte de 195 mil a 236 mil barriles por día.

En cuanto a Cenit, el pasado primer de abril la compañía inició operaciones bajo el nuevo modelo de transporte del Grupo Empresarial en el cual esta compañía se enfocará en las actividades de operación y mantenimiento de la infraestructura y del desarrollo del plan de inversiones del segmento. Para regular esta actividad se han firmado una serie de contratos entre Ecopetrol y Cenit, entre los cuales se destacan los de transporte de crudo y productos, el de operación y mantenimiento de la infraestructura y el de gestión de proyectos.

Veamos ahora un poco más acerca de Cenit.

LÁMINA 11: THOMAS RUEDA

Como lo veníamos señalando, a partir de ahora hay una clara separación de las actividades de cada compañía en donde Ecopetrol suprime la función comercial y de planeación de transporte, la cual pasa a Cenit y Ecopetrol se convierte, al igual que otros productores y distribuidores del país, en un cliente de la red de oleoductos y poliductos bajo contratos y reglas claras. Cenit por su parte asume el rol de comercialización y planeación del transporte de crudo y combustibles y la responsabilidad de la operación y el mantenimiento de los sistemas, al igual que su manejo financiero y estratégico.

Desde la perspectiva financiera, los ingresos de terceros por servicio de transporte desaparecen de los estados financieros individuales de Ecopetrol e inicia el registro de un costo de transporte como consecuencia de la facturación que recibe de Cenit, la cual se realiza en función de los contratos de transporte mencionados anteriormente bajo la modalidad de ship-or-pay y ship-and-pay y las tarifas reguladas por el Ministerio de Minas y Energía y la CREG.

El resultado de esta actividad, que anteriormente se registraba como una operación intersegmentos en Ecopetrol, se refleja ahora mediante el registro de las utilidades de Cenit por método de participación y el reparto posible de dividendos al cierre de cada año.

Cenit asumió a partir de abril la responsabilidad de la gestión y la financiación de los proyectos para el desarrollo de la infraestructura de transporte, bajo criterios claros de rentabilidad de los proyectos actuales y los que se inicien en el futuro.

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

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

Lámina 12: PEDRO ROSALES

Gracias Thomas, vamos por favor a la lámina No.12.

En el segundo trimestre de 2013 la carga de la refinería de Barrancabermeja aumentó en 1,600 barriles por día debido a que, mientras en el mismo periodo de 2012 se presentó una parada general del tren de fondos y de una unidad de crudo, este año se realizó una parada de una unidad de crudo, pero de menor capacidad que la del año anterior.

La carga de la refinería de Cartagena disminuyó en 600 barriles por día comparada con el segundo trimestre de 2012, como resultado de una menor disponibilidad de crudos livianos.

En Barrancabermeja el margen bruto de refinación del segundo trimestre de 2013 fue menor que el obtenido en el mismo periodo de 2012 en 1.4 USD/bl, debido a menores rendimientos de gasolina y diesel, ocasionados por el procesamiento de dieta más pesada dada una menor disponibilidad de crudos livianos. Adicionalmente, se presentaron menores márgenes internacionales de los productos frente a los crudos referentes para la dieta de la refinería.

El mismo comportamiento en margen bruto presentó la refinería de Cartagena, cayendo en 1.9 USD/bl, ocasionado por un mayor costo de los crudos livianos y medios que procesa y a los menores márgenes internacionales.

En relación con nuestros principales proyectos, al cierre del segundo trimestre de 2013 la modernización de Barrancabermeja tuvo un avance de 16% y el plan maestro de servicios industriales de 74%.

La ampliación y modernización de Cartagena alcanzó un avance de 83%, discriminado en ingeniería de detalle, 100%; compras, 99.2%; módulos, 100%; y construcción, que inició en octubre de 2011, va en 56.7%.

Es importante mencionar que la operación de nuestras refinerías se mantuvo estable durante el periodo, alcanzando un factor de utilización del 84%.

Pasemos a la lámina 13 para revisar los resultados de la gestión de suministro y mercadeo.

Lámina 13: PEDRO ROSALES

Los volúmenes vendidos de Ecopetrol aumentaron en 50 mil barriles por día entre el segundo trimestre de 2012 y el mismo periodo de 2013

debido principalmente a mayores volúmenes disponibles de crudo, tanto para venta nacional como para exportación.

Nuestras exportaciones crecieron en 32 mil barriles por día como resultado del incremento en producción y de la utilización de inventarios disponibles. También se incrementaron las exportaciones de fuel oil por mayor producción en la refinería de Barrancabermeja, debido al uso de una dieta de crudo más pesada.

En línea con las tendencias internacionales de precios, el valor de nuestras canastas de venta de crudos y productos disminuyó. La caída en el precio de la canasta de crudos también refleja menores precios de venta de crudos locales por el debilitamiento del índice internacional del Fuel Oil, al cual se encuentran referenciados ya que se destinan como componente para combustibles marinos.

Adicionalmente, es importante mencionar que la participación de crudos pesados en la canasta de exportación pasó de 75% a 88% entre el segundo trimestre de 2012 y el segundo trimestre de 2013.

El principal indicador de referencia para nuestras ventas internacionales fue el crudo Brent, con 58%, seguido por el Maya con un 42%.

El principal destino de nuestras exportaciones de crudo fue la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Se destaca el aumento de ventas a Asia donde se entregó el 34% del volumen exportado de crudos y el 54% de productos, principalmente fuel oil.

Con esto, pasemos a mirar los resultados financieros de Ecopetrol.

Lámina 14: ALEJANDRO GIRALDO

Gracias Pedro. Vamos por favor a la siguiente lámina.

Lámina 15: ALEJANDRO GIRALDO

Nuestros ingresos totales crecieron 3.4% entre el segundo trimestre de 2012 y el mismo período de 2013, debido principalmente al aumento de los volúmenes vendidos de crudo, que compensaron la caída de 6.2% en el precio de venta promedio. Esta reducción se explica por el menor precio de los índices internacionales Brent y Maya, así como por una mayor participación de crudo pesado en nuestra canasta de ventas.

Así mismo, dentro de los ingresos del segundo trimestre fueron registrados los cargamentos de crudo a la India y a la Costa del Golfo de los Estados Unidos que habían quedado en tránsito al cierre del primer trimestre del año.

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

Lámina 16: ALEJANDRO GIRALDO

Como puede verse, nuestra utilidad operacional se redujo entre el segundo trimestre de 2012 y el mismo período de 2013, como resultado de un moderado crecimiento de los ingresos frente al crecimiento observado del costo de ventas, el cual explicaré en detalle en la siguiente lámina

A pesar de lo anterior, el Ebitda y el margen Ebitda se mantuvieron en niveles similares a los del segundo trimestre de 2012.

Es importante recordar que a partir de este trimestre el Ebitda se calcula partiendo de la utilidad neta de acuerdo con lo establecido en la metodología de la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos.

La menor utilidad neta, redujo los retornos sobre los activos y el patrimonio. A pesar de ello, nuestros indicadores siguen siendo competitivos frente a los rangos de la industria.

Por favor pasemos a la siguiente lámina para comentar el detalle del estado de ganancias y pérdidas del trimestre.

Lámina 17: ALEJANDRO GIRALDO

Como se mencionó anteriormente, los mayores volúmenes vendidos, más el favorable efecto de la devaluación de la tasa de cambio en las exportaciones durante el segundo trimestre de 2013, ayudaron a contrarrestar la caída de los precios de venta y a cerrar el trimestre con un crecimiento de 3.4% en los ingresos totales.

Por su parte, los costos variables aumentaron un 15%, debido principalmente a la aplicación del nuevo modelo de centro de beneficio en el segmento de transporte, y a los mayores volúmenes de nafta y crudos transportados por carrotanque.

En relación a las mayores tarifas de transporte es importante mencionar que éstas se verán compensadas en el futuro con una mayor utilidad que generará Cenit.

También tuvimos mayores costos de amortización y agotamiento en el segundo trimestre de 2013, debido a las mayores capitalizaciones y producción en los campos de Rubiales, Chichimene y Quifa.

Pasando a los costos fijos, el incremento del 20% se explica de la siguiente manera:

En primer lugar, por el incremento en los servicios contratados por una mayor actividad en el subsuelo, principalmente por las nuevas comercialidades en los campos Cajúa y Nare, así como por la disposición de agua y el incremento del factor de corte de agua y sedimentos, especialmente en los campos de Rubiales y Quifa;

En segundo lugar, por el incremento en los servicios contratados por arrendamientos, servicios de tecnología y de vigilancia;

En tercer lugar, por la ejecución continuada del programa de mantenimiento de la infraestructura de transporte como parte del Programa de Integridad, que empezamos en 2012 y que culminará en el año 2016; así como del mantenimiento de los sistemas de bombeo de pozos en los campos de Chichimene y Castilla;

Y en cuarto lugar, por los mayores costos por efecto de la Reforma Tributaria ya evidenciados en el trimestre anterior, debido a que productos como gasolinas y diesel pasaron de bienes gravados a excluidos, lo que genera que el IVA pagado en la cadena de producción de estos bienes se constituya en un mayor costo que no puede ser descontado a partir de 2013.

Por otro lado, los gastos operativos aumentaron en comparación con el segundo trimestre de 2012, debido principalmente a que en el segundo trimestre de 2013 hubo un menor reconocimiento de ingresos de ejercicios anteriores.

Con ello, la utilidad operativa fue de \$4.9 billones de pesos en el segundo trimestre de 2013, con un margen operacional del 32%.

El resultado no operativo en el segundo trimestre de 2013 registró una ganancia de 225 millardos de pesos, debido principalmente a lo siguiente:

Primero, la utilidad generada por la venta de nuestra participación en tres campos menores: El Difícil, Guarimena y Entreríos, la cual hace parte de la estrategia de optimización del portafolio de activos de la empresa.

Y segundo, los mejores resultados de las compañías del grupo registrados bajo el método de participación, que ascendieron a \$280 millardos de pesos en el segundo trimestre de 2013, frente a una pérdida de \$33 millardos en el mismo trimestre de 2012.

Estas ganancias contrarrestaron la reducción en el ingreso financiero por los menores rendimientos de intereses y la pérdida en el portafolio de inversiones en el segundo trimestre 2013 como consecuencia de la coyuntura del mercado financiero global.

La provisión de impuesto de renta aumentó en el segundo trimestre de 2013 frente al mismo trimestre de 2012, lo que se explica principalmente por el ajuste que se hizo durante el segundo trimestre de 2013 para reconocer el efecto del impuesto de renta para la equidad CREE –introducido por la reforma tributaria aprobada en diciembre de 2012- que corresponde a todo el primer semestre de 2013.

Con ello, si bien se registró la provisión de renta a una tasa efectiva del 37% en el segundo trimestre de 2013, en el acumulado del primer semestre del año la tasa efectiva de impuesto de renta fue del 35%.

Finalmente, la utilidad neta fue de \$3.3 billones, con un margen neto de 21%. El EBITDA alcanzó los \$7.3 billones de pesos, equivalentes a un margen EBITDA de 48%.

Veamos ahora en la siguiente lámina un mayor detalle de las iniciativas que buscan la optimización del costo de las operaciones y los procesos de mayor complejidad en Ecopetrol.

Lámina 18: ALEJANDRO GIRALDO

Revisemos las principales iniciativas de control de costos.

En exploración y producción, con la entrada del proyecto de electrificación del área de Rubiales y Quifa y la optimización en el manejo de fluidos, así como con la mayor confiabilidad y eficiencia en los mantenimientos de subsuelo y de las instalaciones, esperamos que al cierre del año 2013 el costo de levantamiento esté entre 10,68 USD/BEQ y 10,85 USD/BEQ frente a 11,53 USD/BEQ en 2012.

En refinación y petroquímica continuaremos con las estrategias para optimizar los costos de químicos y catalizadores, mantener la confiabilidad de los mantenimientos y tener una generación económica de servicios industriales. Con ello proyectamos un costo operativo de refinación entre 6,33 USD/BI y 6,69 USD/bl, comparado con 6,03 USD/BI en 2012.

Pasemos ahora a la siguiente lámina para ver el comportamiento del flujo de caja en el segundo trimestre de 2013 y el balance general de Ecopetrol al cierre de junio de 2013.

Lámina 19: ALEJANDRO GIRALDO

Ecopetrol inició el segundo trimestre con \$8.6 billones de pesos en efectivo y equivalentes de efectivo. La generación interna y otras fuentes sumaron \$16.8 billones de pesos, que cubrieron la operación, las inversiones, el pago único de dividendos a los accionistas minoritarios y la primera cuota de los dividendos ordinarios a la Nación, todo ello sobre las utilidades de 2012.

El saldo final en caja fue de \$4.2 billones de pesos.

En relación a nuevas obligaciones financieras, obtuvimos un crédito por 1.84 billones de pesos, con bancos colombianos y los recursos fueron utilizados para cancelar el crédito sindicado desembolsado en el año 2009, extendiendo el plazo en 5 años y reduciendo la tasa de interés en 1.5% por año.

Como parte de la misma operación, obtuvimos COL\$ 284 millardos de pesos para el financiamiento de nuestro plan de inversiones.

Aún con esta operación, el nivel de endeudamiento se mantuvo bajo, con una relación de obligaciones financieras sobre EBITDA de doce meses de 0.22 veces.

También es importante destacar que en Abril la agencia calificadora Standard & Poor´s mejoró la calificación en moneda extranjera de Ecopetrol, la cual pasó de BBB- a BBB.

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

Lámina 20: ALEJANDRO GIRALDO

En el consolidado, las ventas ascendieron a \$17.6 billones de pesos, con una utilidad neta de \$3.4 billones de pesos. El Ebitda fue de \$7.5 billones de pesos y el margen EBITDA fue de 43%.

En el segundo trimestre de 2013 las subsidiarias del segmento de Transporte registraron mejores resultados por la operación de Ocesa y ODC como centro de beneficios durante todo el trimestre. Las de Refinación redujeron sus pérdidas, mientras que las Exploración y Producción tuvieron resultados inferiores, principalmente por la mayor pérdida de Ecopetrol Global Energy y la disminución de las utilidades de Hocol.

Los mayores aportes en ventas totales de las subordinadas individualmente consideradas, sin el efecto de las eliminaciones, provinieron de Reficar con \$1,9 billones, y Cenit con \$636 millardos.

En el EBITDA, sin incluir el interés minoritario, los mejores resultados fueron los de Ocesa con \$423 millardos, y Cenit con \$397 millardos.

A su vez, las mayores utilidades netas fueron las de Ocesa con \$370 millardos, Cenit con \$289 millardos, y Equión con \$190 millardos de pesos.

Las mayores pérdidas netas fueron reportadas por Ecopetrol Oleo e Gas do Brasil con \$112 millardos, Ecopetrol América Inc. con \$84 millardos y Reficar con \$46 millardos de pesos.

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

Lámina 21: DR. GUTIERREZ

Gracias, vamos a la lámina siguiente.

Lámina 22: DR. GUTIERREZ

En HSE, la frecuencia de accidentalidad con pérdida de tiempo en el segundo trimestre de 2013 llegó a 0.72 accidentes por millón de horas-hombre trabajadas, cifra inferior en un 14% al resultado obtenido en el mismo trimestre del año pasado.

Esta mejora fue acompañada de una reducción en los incidentes ambientales por causa operacional, que pasaron de 11 en el segundo trimestre de 2012, a 5 en el segundo trimestre de 2013.

Durante el segundo trimestre de 2013 se otorgaron 2 patentes a Ecopetrol, una en Colombia y otra en México, con lo cual ascienden a 4 los reconocimientos a la propiedad industrial en el año 2013.

Adicionalmente se destacan la Audiencia Pública de rendición de cuentas en Pereira con la asistencia de más de 1,200 personas, así como las mesas de diálogo con grupos de interés en los diez municipios colombianos.

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

Lámina 23: DR. GUTIERREZ

Vamos por favor a la lámina siguiente.

Lámina 24: DR. GUTIERREZ

En exploración, Ecopetrol perforará 3 pozos exploratorios y 5 pozos estratigráficos. Internacionalmente, se perforarán un pozo A-3 y un pozo A-1.

En relación con la producción, seguiremos ejecutando nuestros planes de desarrollo con miras a lograr nuestra meta para el año 2013.

Respecto al segmento de Refinación, mantendremos el ritmo de construcción en la modernización de la Refinería de Cartagena para alcanzar un avance superior al 70% en esta línea del proyecto al cierre del tercer trimestre.

Entretanto, como parte del proyecto de modernización de la refinería de Barrancabermeja realizaremos las reformas a la unidad de crudo U-250. Para ello será necesario hacer una parada de esta planta durante 84 días.

En transporte, está previsto iniciar la operación y el llenado de la línea del Oleoducto Bicentenario en el tercer trimestre. Por otra parte, se tendrá una capacidad adicional de 25 mil barriles por día en el Oleoducto Trasandino.

En resumen, a pesar de las dificultades esperamos seguir avanzando a buen ritmo en la ejecución de nuestros proyectos, con el fin de lograr las metas fijadas para el año 2013.

Ahora abro la sesión para las preguntas de nuestros participantes.

Operadora

Tenemos a Omar Escorcia de Asesores en Valores. Por favor haga su pregunta.

Omar Escorcia – Asesores en Valores

Buenos días gracias por la presentación, tengo prácticamente una pregunta que puede resumirse en dos, teniendo en cuenta los problemas de orden social principalmente y los problemas de comunidades que se mencionaron al inicio de la presentación quisiera saber si en este momento ustedes perciben riesgos en el incumplimiento de la mega en alguno de los segmentos de Ecopetrol, por ejemplo en el segmento de transporte pues se han venido presentando atrasos en la ejecución; y segunda pregunta va puntual o en esa línea frente al alcance del oleoducto San Fernando – Monterey que entiendo pues que después del Bicentenario es otro de los oleoductos que va a ampliar la capacidad de transporte, en unas presentaciones tengo que este tiene una distancia de 155 o 174 km quisiera conocer el estado actual del proyecto y para cuando pues estiman que esté finalizado y en este orden de ideas por último al inicio del año se habló del alcance de la Refinería de Barrancabermeja, veo pues que el porcentaje es el mismo, quería confirmar con ustedes si esto se debe a temas de licencias ambientales. Muchas gracias.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Omar gracias por tu pregunta, lo primero que quisiera comentarte en relación con la situación general respecto a las situaciones sociales y comunidades y demás, claramente lo que nosotros hoy en día podemos mostrar es que se vienen alcanzando los resultados y que no obstante estas situaciones, ha sido posible estar cumpliendo las metas, lógicamente estos riesgos están pero paralelamente hay estrategias, planes y unos esfuerzos muy grandes en coordinación con el gobierno y las distintas instituciones para lograr minimizar el efecto que puedan tener estas situaciones, pero claramente somos conscientes de que son situaciones que pueden seguirse presentando y vamos a poderlas controlar en la medida en que nuestras estrategias y nuestros planes

sigan siendo efectivos, pero claramente podemos mostrar hoy en día es que se han alcanzado los resultados, no obstante el haber tenido estas situaciones, que se han venido presentando, claramente pues estamos optimistas de que las estrategias con las que venimos trabajando nos sigan dando los resultados que se están esperando, ya digamos en lo que tiene que ver en particular con los proyectos con los que tu anotaste yo le voy a pedir en el caso de los proyectos de transporte, a Camilo Marulanda que ilustre digamos un poco más en detalle esa situación en particular y a Pedro Rosales sobre la refinería de Barrancabermeja fundamentalmente; y pues el comentario general digamos que yo te hago en relación con todo lo que la compañía viene haciendo y el resultado que hemos obtenido de toda la aplicación de estas estrategias.

Camilo Marulanda – Presidente de Cenit

Bueno, buenos días Omar, como usted lo dice el proyecto San Fernando - Monterrey es uno de los proyectos más importantes del segmento de transporte, este proyecto tiene 3 hitos fundamentales, el primero es llegar a 230 mil barriles por día en noviembre de este año, el segundo es llegar a 300 mil barriles por día en septiembre del 2014 y el cuarto hito es llegar a 390 mil barriles por día en octubre del 2015, para este año no vemos ningún inconveniente en llegar a los 230 mil barriles en el mes de noviembre, hemos tenido alguno bloqueos de las comunidades, algunos temas de predios pero no ponen en riesgo el hito del año 2013 y estamos trabajando para asegurar los hitos del año 2014 y 2015, aunque la situación social en general de los proyectos no es la más adecuada yo creo que venimos avanzando de buena manera y asegurando los proyectos más importantes para la evacuación de crudos en el largo plazo.

Pedro Rosales – Vicepresidente del Downstream

Omar habla Pedro Rosales, respecto al proyecto de modernización de la refinería de Barrancabermeja, en el trimestre anterior habíamos reportado un avance del 15.2%, en este del 16.1%, el avance es pequeño considerando que estamos en una fase que no es la fase todavía de ejecución plena del proyecto, es una fase previa en la cual básicamente se han adelantado actividades de ingeniería básica, también algunas actividades previas al licenciamiento que efectivamente en este momento estamos esperando de parte de la autoridad nacional de licencias ambientales, en principio nuestro cronograma prevé tener ese licenciamiento hacia el mes de septiembre de este año, después de lo cual podremos actualizar el cronograma del proyecto, sus estimados de costos, caso de negocio y llevarlo a nuestra Junta Directiva para

revisión, ese es el estado del proyecto entonces estamos adelantando las actividades previas que se pueden desarrollar sin licenciamiento, básicamente referidas a ingenierías y a otras actividades de preparación y a la espera de la actualización del plan de manejo ambiental por parte de la ANLA para actualizar caso de negocio y proseguir de acuerdo con lo que se defina en la Junta Directiva de Ecopetrol.

Operadora

Tenemos a Edgar Romero de Davivalores en la línea con una pregunta. Adelante por favor.

Edgar Romero – Davivalores

Muy bueno días, muchas gracias por la presentación, tenía dos preguntas, una relacionada con la caída que tuvo la producción en el segundo trimestre, me gustaría saber a mayor detalle cuales fueron los campos que presentaron como declinación en su producción, que podemos esperar en lo que resta del año de estos campos que presentaron declive en su producción y la otra pregunta es relacionada con el interés minoritario, que se puede ver en el estado de resultados consolidado del segundo trimestre pues que presentó un incremento grande, entonces me gustaría saber por qué ese incremento en el interés minoritario y que podemos esperar más adelante y si me permiten la tercera, es relacionado con la venta de acciones de EEB por parte de Ecopetrol, pues básicamente que tan adelantado va eso y para cuando podemos esperar ese proceso. Muchas gracias.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Edgar, muchas gracias. Un comentario sobre la primera y te respondo de una vez la tercera, claramente como Hector Manosalva te lo explicará más adelante no hay propiamente por decirlo así una caída en producción, es una situación puramente coyuntural y seguimos en línea a cumplir la meta de producción que está prevista para este año, él ya te explicará en detalle el resultado. En relación con la pregunta respecto a la venta de las acciones de EEB como tuvimos oportunidad de hacer la revelación, estamos en todas las aprobaciones y los trámites correspondientes que hasta no adelantarlos y que no se hayan surtido pues no podemos tener ninguna certeza primero sobre su aprobación final e igual en relación los tiempos correspondientes, por lo tanto seguimos en todo lo que son las fases de autorizaciones y aprobaciones y hasta no haber cursado esto pues no tenemos ninguna certeza de cuando se estaría dando y exactamente en qué forma, entonces sobre

eso pues estaremos informando oportunamente en la medida en que se den las decisiones.

Hector por favor sobre el detalle de la producción.

Hector Manosalva – Vicepresidente Ejecutivo de Exploración y Producción

Si Edgar, buenos días, en efecto tuvimos un problema de carácter coyuntural en el mes de junio asociado a la indisponibilidad del oleoducto caño limón – coveñas que tuvo una afectación sobre la producción del segundo trimestre, no obstante, para el mes de julio ya hemos venido recuperando la producción de los campos y estamos cumpliendo nuestra meta de producción, efectivamente las proyecciones a final de año establecen que vamos a cumplir con 798 mil barriles por día que es nuestra meta para Ecopetrol, Grupo empresarial.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Bueno, gracias Hector, Alberto Vargas toma la respuesta a la parte del interés minoritario, Alberto por favor.

Alberto Vargas – Jefe Unidad Servicios Financieros

Gracias Edgar por la pregunta, entonces como usted bien lo menciona en los estados financieros observamos un aumento del interés minoritario, esto se debe principalmente al cambio del esquema de tarifa que tenemos en el área de transporte, estamos pasando de un esquema de centro de costo a centro de beneficios, esto hace que la utilidad de los asociados aumente y por ende la participación del interés minoritario que le corresponde a cada uno.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Gracias Edgar.

Operadora

Tenemos a Sebastián Gallegos de Corredores Asociados en la línea, adelante por favor.

Sebastián Gallegos – Corredores Asociados

Buenos días, gracias por la presentación, tengo tres preguntas también, la primera relacionada con el hallazgo que mencionaron si pudieran dar detalle frente a cuanto podrían ser digamos las pruebas iniciales frente a la producción de ese campo y cuál es el potencial, la segunda pregunta está relacionada con las filiales Hocol, Equión y Savia, pues hemos visto que recurrentemente pues se presentan declinación y menor producción en esas compañías, quisiera saber cuáles son los proyectos y que poder esperar de esas tres filiales, pues que recurrentemente vienen declinando su producción y finalmente la tercera pregunta es en el reporte se mencionan todas las iniciativas que están llevándose a cabo para disminuir los costos sin embargo pues esos tienen un periodo de tiempo a muy largo plazo de 2014 a 2020 o 2015 a 2020, entonces podríamos seguir esperando en ese sentido que los costos continúen aumentando a un mayor ritmo que incluso los ingresos? Gracias.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Gracias Sebastián, sobre el comentario que haces sobre Cusuco-1 Enrique Velásquez te hace la explicación correspondiente.

Enrique Velasquez - Vicepresidente Ejecutivo de Exploración

Sebastián buenos días, el pozo Cusuco-1 que está ubicado en el bloque CPO-10 en la cuenca de los llanos orientales, hace parte de una serie de descubrimientos en los cuales Ecopetrol ha podido identificar un tren estructural y que obedece digamos a un patrón general de acumulación, como entenderás estamos en la fase inicial de evaluación, es decir, se requiere perforar pozos delimitadores o appraisals, con el fin de poder cuantificar el tamaño del hallazgo, como tu recordarás una noticia que se reveló a cerca de la producción por día de alrededor de 150 barriles, es un comportamiento que en ese tipo de yacimientos es normal, están en valores de 150 alcanzan muchas veces hasta 600, pero como te dije antes, una vez tengamos los pozos delimitadores tendremos un conocimiento mucho más cuantificado del hallazgo.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Hector Manosalva toma la parte de la producción de las filiales.

Hector Manosalva – Vicepresidente Ejecutivo de Exploración y Producción

Si Sebastián las filiales tenemos un cumplimiento de producción de las filiales de Hocol de un 99%, Equión está por encima del 100% y sí hemos tenido dificultades con la producción para el primer semestre en Savia, para lo cual hemos venido estructurando un plan operativo que nos permitirá en el segundo semestre recuperar la producción y en conjunto se proyecta que las filiales estén al término del año con un 99 o 100% de cumplimiento en sus objetivos de producción.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

En relación con las iniciativas de costo, Adriana Echeverri nuestra Vicepresidente de Estrategia y Crecimiento va hacer el comentario correspondiente.

Adriana Echeverri – Vicepresidente de Estrategia y Crecimiento

Gracias Sebastián, en realidad lo que hay que tener en cuenta sobre la estructura de costos esperada es cuál es el aumento que está teniendo Ecopetrol de producción y en esencia este se refiere a crudo pesado, ese crudo pesado se está produciendo en su gran mayoría también asociado a agua, entonces el manejo del agua es uno de los asuntos más importantes que en este momento tiene nuestra atención fijada en ese aspecto, la idea es utilizar alternativas eficientes para las cuales todavía estamos digamos mirando las alternativas de licenciamiento ambiental y demás, en relación con utilización en agroindustria o la evaporación de esa agua, con el fin de digamos mantener también la tendencia que se tiene ahora que la ANLA ha solicitado reinyección y no vertimiento, entonces en la medida en que se produzcan mayores cortes de agua pues el manejo del agua es un costo asociado a la producción y requerido necesario para poder incrementar la producción también. En términos del diluyente pues como es crudo pesado hay que hacer la dilución correspondiente, para eso tenemos en mente algunas iniciativas pero estas tienen en cuenta pues algunas alternativas que son de uso de tecnología que no son tan fácilmente implementables, que tienen alguna complejidad y que son las que están descritas en el comunicado de prensa, la efectividad de eso en esencia como ustedes lo vieron está también programada del año 2014 en adelante porque la puesta en marcha de esas iniciativas pues también requiere de un periodo de programación; el otro asunto que es importante es el costo de energía, en la medida en que se requiere o que se aumenta la producción se requiere también a su vez mayor energía, entonces allí las iniciativas

han sido sobre todo el tema de lograr la conexión al sistema nacional para mantener unos costos digamos más viables en relación con la auto generación que era lo que se tenía en algunos campos. Los otros costos que digamos no fueron mencionados en el paper, solamente uno de ellos que es el de mantenimiento, en general las alternativas que se tienen que han redundado para nosotros en buscar el mejoramiento es la estandarización por ejemplo, en las prácticas de mantenimiento de superficie, mantenimiento de como se dice, de subsuelo, de esa manera pues con esa estandarización se logran también ahorros por ejemplo en la estrategia de abastecimiento y de compra de los equipos requeridos para esos mantenimiento y demás, esas son como las iniciativas, en este momento la estructura de costos revela cual es la estructura de la producción que se está volviendo cada vez mas de crudo pesado, de todas maneras cuando uno lo mira en un benchmarking con otras compañías que producen crudo pesado, la estructura de costos de Ecopetrol no es digamos muy pesada tampoco a su vez, como ustedes se dieron cuenta incluso el costo del levantamiento por barril ha tenido una disminución importante gracias a que alguna de esas alternativas ya se han puesto en marcha.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Lo otro es que si bien es cierto las alternativas se plantean sobre un periodo hasta el 2020 son estructurales, en el sentido que supone que hay cambios en términos de la gestión pero claramente desde el corto plazo como lo menciona Adriana, esperamos recoger los resultados de la implementación de estas iniciativas las cuales tenemos que asegurar que efectivamente nos permitan mantener esta estructura digamos durante un periodo lo suficientemente largo para que realmente podamos mantener esta estructura bajo control, pero claramente estamos esperando resultados ya en el corto plazo de esas iniciativas que se están implementando. Gracias Sebastián.

Operadora

Tenemos a Valeria Marconi de Credit Corp Capital, adelante por favor.

Valeria Marconi – Credit Corp Capital

Buenos días a todos, yo tengo dos preguntas, una es referente a la producción, es básicamente si en ausencia como de esos problemas sociales que ha entrado además en la infraestructura de transporte tienen un estimado de cuánto podría producirse adicionalmente en promedio pues a lo que ya estamos viendo y la otra pregunta

relacionada ya para el segundo semestre, como están viendo ya sus precios de venta dado que los índices de referencia han tenido un repunte muy representativo.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Valeria gracias, voy a referirme a la primer pregunta, fundamentalmente nos mantenemos en línea con la producción de 798 mil barriles a cumplir a fin de año en promedio, seguimos sobre estos valores fundamentalmente Valeria, esperamos pues que podamos seguir en control de las situaciones que se nos han venido presentado como ya mencionamos. Pedro Rosales se va a referir a los precios de venta en el segundo semestre.

Pedro Rosales – Vicepresidente del Downstream

Valeria buenos días, nosotros coincidimos con los analistas de mercado en estimar que el nivel de precio del crudo Brent continúe oscilando entre los 100 y 110 dólares por barril durante el segundo semestre, si se da esa tendencia el precio promedio que tendríamos en 2013 sería cercano a 108 dólares por barril, esa es la estimación que tenemos aunque hay que tener en cuenta que el mercado estará moviéndose de acuerdo a los temas de entorno, como los conflictos políticos, los temas de demanda en Asia, la recuperación de Estados Unidos, las apreciaciones del dólar ante los temas de liquidez global, entonces en la práctica pues lo que esperamos es un comportamiento de Brent entre 100 y 110, un promedio año cercano a los 108 dólares por barril y un diferencial WTI – Brent que como ustedes han visto y es de conocimiento general se ha venido estrechando en las últimas semanas a niveles cercanos a 2 dólares por barril, pero que creemos debe estarse moviendo también entre 4 a 6 dólares por barril en un mediano plazo, esas son nuestras estimaciones para lo que tiene que ver con este año Valeria.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Valeria, Gracias.

Operadora

Tenemos en la línea a Diego Usme de Ultrabursátiles, adelante por favor.

Diego Usme – Ultrabursátiles

Buenos días, muchas gracias por la presentación, mis dos preguntas son una relacionada con el segmento de downstream y el otro con el de transporte. En el de downstream mi inquietud es la estimación que tienen del cambio en el factor de utilización y la carga dada la parada programada en la unidad 250 y si ustedes están proyectando o digamos de alguna forma entendí que están teniendo una menor disponibilidad de crudos livianos, proyectan en ese sentido que esta menor disponibilidad se mantenga durante el año y eso los lleve a una mayor importación de diluyentes? Y en el segmento de transporte sobre el modelo de negocio que de tarifas reguladas, que particularmente está funcionando en Ocensa, no entiendo muy bien si ese nuevo modelo de tarifas les da una mayor sensibilidad a cuestiones de mercado y por ende digamos ya como se cobra un fee adicional también van a estar afectados en ese rubro por esos movimientos en las tarifas que antes eran más estables y que ahora esta regulación les podría de alguna forma afectar el rubro de los ingresos por transporte y una pregunta muy corta sobre las iniciativas de disminución de costos, digamos que un poco mientras hablaban del manejo del agua del costo de los diluyentes y el costo de la energía se me relacionaba un poco que estás son las necesidades principales que se observan en los campos de Rubiales y Quifa aunque sé que es un poco determinante hablar de que estas iniciativas de costos están relacionadas con solo Rubiales y Quifa, de alguna forma están experimentando problemas similares en otros o digamos los retos son similares en otros campos o en alguna forma si tengo una buena orientación sobre que es más que todo para Rubiales y Quifa. Muchas gracias.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Diego muchas gracias, sobre la parte del mantenimiento, la parada programada que va a ser para la unidad 250 y sus efectos va a referirse Pedro Rosales por favor.

Pedro Rosales – Vicepresidente del Downstream

Gracias, Diego buenos días, efectivamente tenemos previsto que en el mes de septiembre empiece la reparación programada de la unidad de crudo 250 como parte del proyecto de modernización de la refinería de Barrancabermeja, eso nos va a permitir procesar mayor cantidad de crudos pesados y ácidos, es una parada que es de una duración mayor a las que normalmente se dan, está previsto que tenga una duración de 84 días entren el tercer y cuarto trimestre del año y esta parada fue

programada desde la planeación que se realizó en el año 2012, sus impactos están considerados dentro de los planes y proyecciones del año, durante el tiempo que va a estar parada esta planta, la carga de crudo a la refinería se va a reducir aproximadamente en un 18% es decir 40 mil barriles por día que es lo que procesa esta unidad, para compensar esa menor producción se va y asegurar el abastecimiento del mercado se van a realizar importaciones de combustibles que recuerden al momento de ser vendidos son reconocidos por el gobierno nacional al costo de importación, de todas maneras si va a ver un impacto en nuestros resultados por lo que tiene que ver con el costo mismo de la parda y también con los costos logísticos adicionales que se van a dar por efecto de movimiento de combustibles, respecto a la siguiente pregunta que hacía Diego referente a la menor disponibilidad de crudos livianos en la refinería de Barrancabermeja, efectivamente se ha venido dando en el último trimestre esa menor disponibilidad pero ya se tienen unos planes para recuperar los volúmenes que se requieren en la refinería que se han visto afectados por las mezclas que se han venido dando en los sistemas de transporte, la primera etapa está hacia el mes de septiembre de este año en donde se va a incrementar esa disponibilidad a los 40 mil barriles por día que es la carga de crudos livianos que se requiere mediante esquemas de segregación en el sistema de Ocesa, es decir ya en volumen estaría en septiembre la disponibilidad de crudos livianos, pero ahí queda pendiente por cubrir un aspecto y es un crudo específico que es lo que nosotros llamamos parafínicos que se cubrirían en una segunda etapa al poder concluirla con la entrada en servicio de unas facilidades de dilución que se están construyendo en Cusiana y que estaría en abril de 2014, en conclusión como volumen ya vamos a tener la totalidad después de septiembre de este año pero un crudo específico que es la corriente parafínica estaría completándose hacia el mes de abril del año entrante una vez se terminen las facilidades de Cusiana.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Sobre el, sobre todo el esquema de tarifas que venimos aplicando y como digamos esto viene evolucionando y como ha sido su desarrollo se va a referir Tomas Rueda, perdón.

Tomas Rueda – Director Financiero de Cenit

Diego, buenos días, habla Tomas Rueda, soy el director financiero de Cenit, es una excelente pregunta y quisiera de alguna manera asegurar que el tema de pasar de un centro de costos a un centro de beneficios no tiene ninguna correlación con una inestabilidad en el tema tarifario,

la tarifa que está usando Ocesa es una tarifa que tiene una vigencia de 4 años, es una tarifa que se ha calculado digamos con base en las inversiones, en los costos de operación y en un retorno que se le entrega al inversionista y es una tarifa que no va a ser modificada, cabe anotar y me gustaría agregar que lo que se ha hecho en Ocesa lo que busca es una mayor estabilidad del sistema, en Ocesa vamos a tener una facilidad muchísimo mayor para tomar decisiones de crecimiento que es lo que le interesa digamos a los transportadores y a los productores y este cambio a centro de beneficio nos ha ayudado a que eso sea así, estamos mirando la misma posibilidad en otros sistemas y estamos mirando sistema por sistema y lo que haremos es dar mayor estabilidad tanto a los productores como a los transportadores.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Lo que te ilustra Diego, Tomas, es bien importante, por otro lado y excúseme, Tomas me corrige, claramente por el contrario el nuevo esquema de tarifas es muchísimo más estable, es más seguro, es un sistema de tarifas me corriges por favor, que es regulado y tiene aprobaciones por parte del Ministerio de Minas y Energía, estos sistemas se tenían también en el pasado sin embargo las empresas tomaban la decisión de aplicar fundamentalmente los sistemas de centro de costos para distribuir entre ellos básicamente lo que era el costo y no entrar a hacer reconocimiento de pagos adicionales, ahora sucede todo lo contrario, todo el mundo entra a pagar unas tarifas que están reguladas, que son aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía, son tarifas que se tienen para todos los sistemas y que aseguran que se da el reconocimiento de lo que es el valor del activo y por otro lado que haya una remuneración adecuada a actividades como estas, de ahí que esto haya implicado que en la mayoría de los casos pues se estén pagando tarifas mayores que corresponden efectivamente a los valores que permiten la recuperación y que están en relación con la rentabilidad que está asociada al activo y por eso y esperamos pues que paulatinamente seamos capaces de explicarles muy bien y que nos vayamos familiarizando con las cifras, es que ustedes también en el caso por ejemplo de Ecopetrol pues hoy en día estamos pagando más por transporte porque Ecopetrol mismo pues está pagando estas tarifas para el uso que hace de la infraestructura se lo paga tanto a Cenit como a los demás propietarios de los activos y así sucede con todos los usuarios, todos los remitentes que están haciendo uso de la infraestructura de transporte, o sea que ahora pues hay una regla clara en términos económicos y también en términos regulatorios respecto al funcionamiento que era parte justamente de los aspectos que se buscaba con toda la modificación del esquema de transporte, entonces

esto indudablemente que se constituye en un factor adicional de seguridad y de estabilidad respecto a todo el funcionamiento del segmento de transporte, recordemos y me anticipo un poco que claramente ustedes se preguntarán bueno si Ecopetrol entonces va a pagar más tarifas entonces esto va afectar la economía pero claramente nosotros recordemos que somos el propietario 100% de Cenit y fundamentalmente pues esperamos tener esa compensación vía fundamentalmente nuestra participación en lo que son la distribución de las utilidades que esperamos obtener ya con la implementación de todo el nuevo modelo de transporte y con la creación de Cenit, no sé si con esto digamos te quedaría clara la explicación en relación con este aspecto de lo que tiene que ver de las tarifas, ahora no solamente son tarifas de Ocesa, son de todos los sistemas, todos los sistemas tienen tarifas que son aprobadas y son reguladas por el Ministerio y en relación con el punto de las iniciativas de costos voy a dejar que Hector Manosalva te ilustre un poco más sobre los distintos campos en los cuales pues estamos teniendo esta producción de crudos pesados que no es solamente Rubiales y Quifa.

Hector Manosalva – Vicepresidente Ejecutivo de Exploración y Producción

Si Diego, efectivamente estamos experimentando crecimientos, los costos en todos los activos de crudos pesados por las particularidades propias de producir ese tipo de campos, vale la pena mencionar que conjuntamente con nuestro socio Pacific Rubiales hemos venido implementando una estrategia de reducción de costos en los campos Rubiales y Quifa, estrategia que se ha venido desarrollando y que esperamos tenga un impacto importante en el lifting cost de los campos, pero adicionalmente Ecopetrol igualmente tiene implementado una estrategia en los elementos fundamentales que golpean los costos para producir los crudos pesados, en primer lugar la energía es un componente importante para lo cual Ecopetrol se encuentra desarrollando un plan de expansión eléctrico con miras de obtener energía mucho más barata, adicionalmente a los procesos de optimización en el consumo de energía que se vienen implementando en los campos, en materia de agua, este es otro driver importante, los volúmenes de producción cada vez están asociados a mayores volúmenes de agua, frente a esto estamos incorporando infraestructura adicional asociada a nuevas tecnologías que nos permiten esos manejos incrementales de agua manteniendo los costos de producción. En lo que tiene que ver con servicios petroleros igualmente Ecopetrol ha implementado una estrategia de reducción de costos a través de contratos plurianuales en donde por el efecto de demanda agregada y



por el efecto de mayor tiempo estamos obteniendo unas tarifas bastantes competitivas, y en materia de diluyente que es otro componente importante dentro de la estructura de costos, estamos trabajando en esquemas de dilución mucho más efectivos y en centros de dilución que hagan que el transporte y la utilización de nafta se optimicen en este tipo de campos, vale la pena mencionar que esta estrategia está referida para activos como Castilla, Chichimene, pero igualmente para campos como los del Magdalena Medio y claramente para Rubiales y Quifa.

Javier Genaro Gutiérrez - Presidente de Ecopetrol

Gracias Diego.

Operadora

Gracias, ahora me gustaría cederle la palabra al señor Giraldo para cualquier comentario final.

Alejandro Giraldo – Vicepresidente Corporativo de Financiero (e)

Bueno, muchas gracias a todos por su participación, si tienen preguntas adicionales pueden contactarnos en el área de Relación con Inversionistas y buenos días para todos, gracias.

Operadora

Gracias damas y caballeros esto concluye la conferencia de hoy, gracias por participar, todos pueden desconectarse.