



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

Lámina 2: ALEJANDRO GIRALDO

Buenas días a todos y bienvenidos a la llamada de conferencia donde presentaremos los resultados financieros y operacionales de Ecopetrol en el segundo 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 de Desarrollo y Producción; Pedro Rosales - Vicepresidente del Downstream; Adriana Echeverri - Vicepresidente de Estrategia y Crecimiento; Magda Manosalva - Vicepresidente Corporativa de Finanzas; Humberto Fuenzalida - Vicepresidente de Exploración encargado; Rafael Guzmán - Vicepresidente Técnico de Desarrollo de Exploración y Producción; Alberto Vargas - Jefe de Servicios Financieros, y Thomas Rueda - Presidente encargado de Cenit.

Lámina 4: ALEJANDRO GIRALDO

Iniciaremos esta presentación mostrando los principales hitos del segundo trimestre de 2014; luego repasaremos los resultados de cada segmento de negocio, los resultados financieros y la nueva estructura organizacional de Ecopetrol, y finalizaremos con las perspectivas para el tercer trimestre de 2014.

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

Lámina 5: JAVIER GUTIERREZ

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



En el segundo trimestre de 2014 el positivo comportamiento de los precios internacionales del crudo ayudó a contrarrestar el impacto que las difíciles condiciones de entorno tuvieron sobre la producción, principalmente por la interrupción de las operaciones en los oleoductos Caño Limón-Coveñas y Trasandino, y los repetidos bloqueos de las comunidades en campos de producción.

No obstante, durante el segundo trimestre destacamos logros en los diferentes segmentos de negocio:

En exploración, avanzamos en la consolidación de nuestras operaciones internacionales con el descubrimiento del pozo Rydberg en aguas profundas de la Costa del Golfo de México de los EE.UU., operado por Shell, y la adquisición del 10% de participación a Statoil en los bloques 38/11 y 39/11 en el offshore de Angola. En el bloque 39/11 está en curso la perforación del pozo Dilolo-1.

En cuanto a producción, destacamos el inicio de pilotos de inyección de agua en Chichimene y Casabe, y el acuerdo logrado con Occidental para desarrollar un proyecto de inyección de vapor en el campo Teca-Cocorná, así como el crecimiento del 7% en la producción de las compañías con participación accionaria de Ecopetrol.

En transporte, concluimos la ingeniería básica de la expansión de 35 mil barriles en el poliducto Pozos Colorados – Galán, necesaria para transportar diluyente importado hasta el centro del país.

Pasando a refinación, al cierre del primer semestre el proyecto de ampliación y modernización de la refinería de Cartagena alcanzó un avance físico de 92.3%, y el plan maestro de servicios industriales de Barrancabermeja de 84.3%.

En relación a los temas financieros, resaltamos la emisión de bonos internacionales por 2 mil millones de dólares a un plazo de 31 años con una tasa de interés muy favorable, así como la ratificación de la calificación de riesgo en moneda extranjera de triple B con perspectiva Estable por parte de la agencia Standard and Poors. Estos dos hechos reflejan la confianza de los mercados de capitales y la solidez financiera de nuestra compañía.

En aspectos de gestión, se alcanzaron dos hitos muy importantes: el primero, la creación de la Dirección General de Operaciones y el segundo, el modelo de Regionalización.



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

Lámina 6: JAVIER GUTIERREZ

Las inversiones de Ecopetrol y su participación en las inversiones de las compañías del grupo en el primer semestre de 2014 ascendieron a \$3,468 millones de dólares.

Del total invertido, el 48% se destinó a Producción, principalmente para actividades de perforación en la región de la Orinoquía, y la construcción de facilidades en Castilla, Chichimene y Rubiales; el 16% para la adquisición de sísmica y perforación de pozos exploratorios, stratigráficos y delimitadores, el 9% para transporte; el 25% a refinación, primordialmente para la modernización de la Refinería de Cartagena y el plan maestro de servicios industriales de Barrancabermeja; y el 1% restante para investigación y desarrollo y tecnología de información.

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 semestre de 2014 se perforaron en Colombia 11 pozos exploratorios A3. De estos, nueve pozos fueron perforados por Ecopetrol S.A. El pozo Tiribita-1A, ubicado en el bloque Caño Sur, comprobó la presencia de hidrocarburos. El pozo Casabe K, perforado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, se encuentra todavía en evaluación, mientras que los 7 pozos restantes resultaron secos.

Adicional a estas perforaciones están los 2 pozos completados por Hocol durante el primer trimestre del año, los cuales resultaron secos.

Para destacar a nivel internacional, Ecopetrol America Inc. terminó la perforación de dos pozos A3 durante el segundo trimestre. El primero de ellos Deep Nansen, evidenció la presencia de hidrocarburos pero fue declarado no comercial; y el pozo Aleatico #2 (Rydberg), el cual al cierre del trimestre se encontraba en evaluación fue posteriormente confirmado como exitoso.



De igual forma, como parte de la estrategia de diversificación y fortalecimiento del portafolio de exploración internacional, Ecopetrol llegó a un acuerdo con la compañía noruega Statoil para adquirir 10% de participación en los Bloques 38/11 y 39/11 en la cuenca Kwanza ubicada costa afuera en Angola. La negociación incluye la participación en el pozo Dilolo-1 en el bloque 39/11, el cual dio inicio a su perforación en Junio de 2014. Estos acuerdos están sujetos a la aprobación de Sonangol Exploración & Producción, el Ministerio de Petróleo de Angola y los demás socios de cada bloque.

En materia de producción, durante el primer semestre de 2014 el Grupo Empresarial alcanzó los 750 mil barriles equivalentes de petróleo por día, esto representó una reducción de 4.4% con respecto a los 785 mil barriles equivalentes de petróleo por día del primer semestre del 2013. La caída se explica principalmente por los ataques a la infraestructura de transporte, bloqueos de las comunidades, problemas operacionales y paradas en oleoductos.

Es importante resaltar que la producción de las subsidiaras aumentó en un 6% con respecto al primer semestre del 2013, principalmente por un mejor desempeño de la operación de Savia y Hocol.

Finalmente continuamos con nuestra estrategia para aumentar el factor de recobro en nuestros campos, firmando durante el segundo trimestre un acuerdo con Occidental Andina para desarrollar un proyecto de inyección de vapor en el campo Teca-Cocorná. Igualmente se dio inicio al piloto de inyección de agua en el campo Chichimene.

Lámina 8: RAFAEL GUZMAN

El crecimiento continúa enfocándose en el desarrollo de nuestros campos, especialmente en el área de los Llanos. Respecto a Castilla, planeamos contar con 20 taladros para el final del año, con los que esperamos perforar más de 400 nuevos pozos al 2016. Igualmente se están construyendo facilidades para tratar 4.4 millones de barriles por día a finales del 2015 así como una producción de 200 mil barriles de petróleo por día para la misma fecha.

En cuanto a Chichimene, se adelanta una campaña para perforar cerca de 200 pozos de desarrollo al 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 tercer trimestre del 2015.



Por último para nuestros recientes descubrimientos, Akacias y Caño Sur, nos encontramos realizando las actividades necesarias para incrementar la producción a 50 mil barriles por día (gross) y 25 mil respectivamente para finales del 2015.

Lámina 9: RAFAEL GUZMAN

De igual forma, mantenemos nuestros planes de ejecución de proyectos de recobro mejorado no térmico, con la meta de implementar 13 pilotos durante el 2014. Esperamos lograr un aporte en términos de producción y reservas por parte de estos proyectos para los años 2016 a 2019.

Lámina 10: RAFAEL GUZMAN

Como ya mencionamos previamente, durante este segundo trimestre se dio inicio al piloto de inyección de agua en Chichimene y se tiene planeado para el siguiente dar el inicio a seis nuevos pilotos en Tisquirama, Casabe, Brisas, Tello, Apiay y Suria.

Lámina 11: RAFAEL GUZMAN

Tal y como se puede evidenciar en las imágenes siguientes, los pilotos ya iniciados han avanzado según lo pronosticado, buscando determinar su viabilidad para poder avanzar hacia las fases de implementación.

Lámina 12: RAFAEL GUZMAN

En términos de recobro térmico, el avance en nuestros proyectos se encuentra en la inyección de aire con los pilotos en Quifa, el cual se encuentra en su fase de evaluación expost de acuerdo con las decisiones tomada por las juntas directivas de Ecopetrol y Pacific Rubiales, y con el piloto de Ecopetrol en Chichimene, en el cual esperamos dar inicio al proceso de inyección a finales de este año. Por otro lado durante el 2014 se tiene planeado completar la ingeniería conceptual y básica del piloto de inyección de vapor en Caño Sur.

Lámina 13: RAFAEL GUZMAN

Por último, y como recientemente anunciamos, llegamos a un importante acuerdo con Occidental Andina para dar inicio a un proyecto de inyección de vapor en el campo Teca-Cocorná. La fase inicial incluye un piloto que de ser exitoso daría paso a un proyecto que permitiría aumentar la producción actual del campo de 1,500 a 50,000 barriles por día y aumentar el factor de recobro por encima del 60%. Para esto estimamos realizar unas inversiones cercanas a los \$1,300 millones de dólares.



Ahora le doy la palabra a Thomas Rueda para que nos comente los resultados del Midstream.

Lámina 14: THOMAS RUEDA

Gracias. Durante el segundo trimestre de 2014, el volumen transportado cayó 28 mil barriles diarios, equivalentes a un 2.4% en comparación con el mismo periodo del año anterior, llegando a 1 millón 156 mil barriles por día.

Puntualmente, el transporte de crudo por oleoductos se redujo 3.8% frente al mismo periodo de 2013, debido fundamentalmente al impacto de los atentados en contra de la infraestructura del sistema Caño Limón-Coveñas y a los inconvenientes que se presentaron en el mes de abril con la comunidad indígena U´wa que impidieron la reparación oportuna del oleoducto. Del total de volúmenes de crudo transportados, aproximadamente 74.6% correspondió a producto propiedad de Ecopetrol.

Por su parte, el transporte por poliductos se incrementó en 3.4% 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 el poliducto aproximadamente 48.1% correspondió a producto propiedad de Ecopetrol.

Con relación a nuestros proyectos en curso, durante el segundo trimestre del año se finalizó la ingeniería básica del proyecto de incremento de capacidad de Pozos Colorados – Galán, que permitirá llevar este sistema de 95 a 130 mil barriles diarios.

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

Lámina 14: PEDRO ROSALES

Gracias Thomas. Durante el segundo trimestre de 2014 la carga de la refinería de Barrancabermeja se incrementó en 11 mil 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 hacia la refinería.

El margen bruto de refinación de Barrancabermeja fue de 10.9 dólares por barril, 0.2 dólares por barril por debajo del obtenido durante el



segundo trimestre del año 2013, debido a menores rendimientos de gasolina, como resultado del procesamiento de una dieta de crudo más pesada.

Por otro lado, al cierre del segundo trimestre de 2014 la ampliación y modernización de la refinería de Cartagena logró un progreso general del 92.3%, destacándose un avance en la construcción del 84.8%. Recordemos que las unidades de la refinería de Cartagena se encuentran apagadas para facilitar la terminación del proyecto en condiciones de seguridad operativa. 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 de Ecopetrol, las ventas totales disminuyeron un 7.3%, es decir 70 mil barriles por día, entre el segundo trimestre de 2013 y el mismo periodo de 2014.

Lo anterior se explica por una disminución en la disponibilidad de crudos asociada a una menor producción de 36 mil barriles por día y menores compras de 17 mil barriles por día, junto con un incremento de inventarios de 3.1 millones de barriles debido a restricciones en los sistemas de transporte. Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ventas de productos refinados y gas natural.

Se destaca el incremento de las ventas nacionales en 40 mil barriles por día como resultado de una mayor demanda de combustibles, principalmente gasolina y gas natural.

Por su parte, el precio de nuestra canasta de crudos y productos se incrementó en \$4.6 dólares por barril como consecuencia del fortalecimiento de los indicadores de precio en los mercados internacionales.

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

Lámina 15: ALEJANDRO GIRALDO

Gracias Pedro, vamos por favor a la siguiente lámina.

Nuestras ventas se redujeron por la menor disponibilidad de crudo para exportar como consecuencia de la caída de la producción en el segundo trimestre de 2014 comparado con el mismo período de 2013.



Esta reducción fue en parte contrarrestada por un mayor precio promedio de venta, que fue de US\$3.3/barril mayor que en el segundo trimestre de 2013, y por el efecto positivo de la devaluación del segundo trimestre de 2014 sobre nuestros ingresos en dólares.

Pasando a los costos variables, éstos aumentaron frente al segundo trimestre de 2013 debido principalmente a:

Primero, un precio promedio de compra de crudo y productos mayor en US\$10.5/BI debido al comportamiento de los precios internacionales de referencia, junto con un mayor costo por la devaluación de la tasa de cambio en el segundo trimestre de 2014;

Segundo, mayores costos de transporte por el pago de los servicios prestados por el oleoducto Bicentenario, que opera desde Noviembre de 2013, y de dilución, prestado por el Oleoducto de los Llanos desde Julio de 2013.

Estos incrementos fueron compensados por un menor delta de inventarios por las menores ventas del segundo trimestre de 2014.

Por su parte los costos fijos permanecieron prácticamente estables, con algunos aumentos en mantenimientos, costos laborales y servicios contratados.

Los gastos operativos crecieron levemente, principalmente por mayores gastos exploratorios, aduaneros y de servicio en muelles, compensados por menores provisiones.

El resultado no operacional se redujo levemente debido principalmente a mayores gastos de pozos secos de Ecopetrol America y menores ingresos por la desinversión de activos, compensados por los mejores resultados de otras filiales y por la diferencia en cambio positiva como resultado del impacto de la revaluación acumulada del año 2014 sobre la posición neta pasiva de Ecopetrol.

Pasemos por favor a la siguiente lámina.

Lámina 16: ALEJANDRO GIRALDO

A pesar de que los costos se mantuvieron relativamente estables, los menores ingresos llevaron a una reducción de la utilidad antes de impuestos y por ende a una menor provisión de impuesto de renta.



Como resultado final, la utilidad neta y el Ebitda en el segundo trimestre de 2014 fueron menores a los del segundo trimestre de 2013. No obstante, el margen EBITDA fue competitivo comparado con otras compañías de petróleo y gas.

Paso la palabra al señor Gutiérrez para ver los principales aspectos del cambio en la estructura organizacional de Ecopetrol.

Lámina 17: JAVIER GUTIÉRREZ

Gracias Alejandro. Nuestra estructura organizacional se modificó con el objetivo de imprimir mayor dinámica mediante una figura operativa conectada a los negocios. Para ello se creó la Dirección General de Operaciones, de la cual dependen las vicepresidencias de Exploración, Desarrollo y Producción, Transporte y Downstream. La nueva Dirección agilizará la toma de decisiones con una visión por procesos, aprovechando mayores sinergias y buscando el aseguramiento de los resultados operativos.

Para el cargo de Director General de Operaciones se designó a Camilo Marulanda, quien se venía desempeñando como Presidente de Cenit y quien ocupó en el pasado la Vicepresidencia de Estrategia y Crecimiento y la Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo.

Las áreas corporativas, de soporte y de control continuarán dependiendo de la Presidencia de la Compañía.

Es importante mencionar también el modelo de Regionalización, bajo el cual la operación se agrupó en cuatro grandes regiones: 1) Costa Caribe y Costa Pacífica, 2) Central, 3) Orinoquía y 4) Sur, cada una con una vicepresidencia regional, lo cual dará mayor agilidad a la toma de decisiones.

Vamos ahora a la siguiente lámina para ver las perspectivas para el tercer trimestre.

Lámina 18: JAVIER GUTIÉRREZ

En exploración, en Colombia Ecopetrol perforará tres pozos exploratorios, tres pozos delimitadores, y nos prepararemos para perforar el pozo Orca en el offshore, operado por Petrobras, mientras que las subsidiarias perforarán tres pozos exploratorios.



Internacionalmente, se perforarán otros tres pozos exploratorios en el Golfo de México en los Estados Unidos.

En producción, se dispondrá de mayor capacidad de tratamiento de agua y almacenamiento en Chichimene y de nuevas facilidades de tratamiento de crudo en Akacías. Esperamos también avanzar en los pilotos de inyección de agua, inyección combinada de gas y agua y recobro químico mejorado en diferentes campos, y obtener una producción adicional de 4 mil barriles por día en Caño Sur con el cambio de la licencia ambiental.

En relación a transporte iniciaremos la expansión del sistema Vasconia - Galán en 60 mil barriles para alcanzar una capacidad de 220 mil barriles, asegurando el suministro de crudo a la refinería de Barrancabermeja.

En refinación, se tiene previsto avanzar en el proyecto de modernización de la refinería de Cartagena y un mantenimiento programado de las unidades de cracking y petroquímica en la refinería de Barrancabermeja.

Continuaremos fortaleciendo el esquema de regionalización con una mayor asignación de responsabilidades a nivel local.

Como cierre, quiero reiterar que a pesar del difícil entorno para nuestra operación, continuamos avanzando en el desarrollo de la estrategia y somos optimistas sobre el futuro de la compañía.

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

OPERADORA

Gracias. Si tiene alguna pregunta en este momento por favor oprima el asterisco continuado por el número uno en su teléfono, si su pregunta ha sido respondida por favor oprima el símbolo de número, por favor se limite a dos preguntas para maximizar la participación. Un momento para la primera pregunta.

Y nuestra primera pregunta viene de Diego Usme de Ultrabursátiles, adelante por favor:



DIEGO USME - ULTRABURSÁTILES

Buenos días, gracias por tomar mi llamada, tengo un par de preguntas la primera está relacionada con si hay algún cambio frente a la meta de producción programada para cierre de este año, la segunda tiene que ver con digamos un comentario de las perspectivas para el tercer trimestre, muy interesante el tema de lo que plantean en recuperación y en la aplicación de tecnologías, sin embargo, como hacer para avanzar en esas estrategias que son endógenas, si hay factores exógenos que son los que siempre o los que han venido afectándolos tan fuertemente, es decir, ustedes como se engranan en la estrategia de seguridad y en la estrategia que plantean desde el Ministerio, desde el gobierno y en adelante como para estos dos trimestres que faltan, que podemos esperar en cuanto a las mejoras de esas condiciones; y si me permiten una pregunta muy corta en cuanto a los inventarios de gas, ustedes consideran que están preparados para suplir la demanda de gas de las generadoras de energía? Muchas Gracias.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Diego, muy buenos días te habla Javier Gutiérrez, comienzo por responderte la primera pregunta y al respecto quiero contarte que la compañía no ha tomado una decisión respecto al cambio de la meta para el año 2014, sin embargo, somos claros en que hay factores que han venido influyendo en nuestra producción de orden externo, tanto en la parte social como en la parte de orden público que lógico de continuar de la manera como han evolucionado durante el primer semestre pues nos continuarían afectando y en relación con tu pregunta en el punto dos, de cómo nos venimos organizando y cómo nos venimos preparando para justamente tener digamos estrategias específicas respecto a estas temáticas en el segundo trimestre, Hector Manosalva, nuestro Vicepresidente de Desarrollo y Producción se refiere al respecto; y Pedro Rosales va a hacer los comentarios en relación con la parte de gas para las ventas a los generadores térmicos. Hector por favor.

HECTOR MANOSALVA – VICEPRESIDENTE DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

Diego muchas gracias, con respecto a la actividad que estamos desarrollando para el tercero y cuarto "Q" es importante mencionar que en los planes de desarrollo de los principales activos que tiene Ecopetrol se encuentran en curso, esperamos para el tercer y cuarto trimestre poder incorporar infraestructura adicional en el manejo y tratamiento de crudo, así como facilidades que nos permitan incrementar las



capacidades de tratamiento y disposición de agua que en conjunto nos van a permitir incrementar la producción en el segundo semestre, adicional a lo anterior y considerando las variables exógenas que afectaron la producción en el primer semestre es importante mencionar que hemos venido trabajando en coordinación con el gobierno para poder desplegar una estrategia de protección de la infraestructura tanto de oleoductos como de infraestructura de producción y de igual forma estamos trabajando con el gobierno de manera regional con el propósito de disminuir las afectaciones por bloqueos, paros y protestas que afectan la ejecución de los proyectos.

Por su parte, en la parte en lo que tiene que ver con los problemas de carácter operacional estamos en espera de la aprobación del permiso de vertimiento adicional para el campo Rubiales que es el campo en donde tenemos mayores afectaciones y esperamos que para el tercer trimestre esté aprobada esta licencia, así como complementar la campaña de perforación de pozos inyectores en el campo Casabe, la suma de estas acciones conjuntamente con la estrategia en el manejo endógeno de las variables es lo que nos permite prever que vamos a cumplir nuestras metas del tercero y cuarto trimestre.

PEDRO ROSALES – VICEPRESIDENTE DEL DOWNSTREAM

Diego habla Pedro Rosales, buenos días. Sobre la pregunta respecto al gas efectivamente como es de conocimiento general, el país se ha venido preparando para el fenómeno del niño, de hecho la demanda térmica ha estado en el primer semestre un 46% por encima de lo que estaba previsto originalmente, realmente Ecopetrol en este momento cuenta con el gas para atender la demanda de sus clientes, ese gas está amparado en contratos de suministro en firme, también hay otras modalidades de firmeza condicionada y opciones de compra de gas, y dependiendo del comportamiento de la demanda se puede contar con excedentes para ser suministrados bajo modalidad de contratos con interrupciones, nosotros estimamos que las ventas totales en el mercado térmico cierran este año en 142 gigabtus día; y hay una condición adicional que ayuda en el caso de requerirse atender más demanda térmica y es que el Ministerio de Minas y Energía declaró a través de una resolución en Abril de este año el inicio de lo que se llama en la regulación un racionamiento programada de gas natural, que lo que hace es garantizar la atención de la demanda de gas para consumo interno a través de la restricción de los compromisos de exportación, es decir, nosotros interrumpiríamos en la medida que sea necesario



atender gas para el país, térmicas o cualquier otro, para priorizar esas demandas.

Por último si todo esto que hemos mencionado no fuese suficiente también varias de las generadoras térmicas tiene la opción de usar combustibles líquidos, caso diesel para lo cual también tenemos establecidos con ellos acercamientos y con los distribuidores mayoristas, es decir, esperamos que puedan atenderse las demandas de la generación térmica sin inconvenientes.

DIEGO USME - ULTRABURSÁTILES

Doctor Rosales, entonces eso significa que, es que estaba viendo que hubo un consumo bien importante de las reservas de gas durante el segundo trimestre que apalancó las ventas volumétricas, pero podría uno esperar una dinámica creciente para lo que queda el resto del año a pesar de que ya no tienen unas reservas tan fuertes?

PEDRO ROSALES – VICEPRESIDENTE DEL DOWNSTREAM

Si, nosotros esperamos que la demanda de gas en el interior continúe alta como fue en el primer semestre por la circunstancia del fenómeno del niño y por las razones que le mencioné, también pues hay toda una estrategia para garantizar que se atienda esa demanda a través de gas o de combustibles líquidos.

DIEGO USME - ULTRABURSÁTILES

Muchas gracias por sus respuestas.

OPERADORA

La siguiente pregunta es de Omar Escorcía de Asesores en Valores.

OMAR ESCORCIA – ASESORES EN VALORES

Buenos días, gracias por este espacio, varias veces he preguntado acerca de la confiabilidad en el tema de transporte, esta vez quisiera hablar de o quisiera preguntar acerca de cuál es la estrategia en materia de energía que se tiene para los campos Chichimene y Castilla pues pensando en los incrementos de producción que se van a tener en esos campos, Ecopetrol en este momento tiene la infraestructura necesaria o debe no se construir líneas de transmisión o debe construir plantas para asegurar que la energía que requiere el aumento de producción de esos campos pues esté, y sí es así cuál sería el cronograma y cuál sería



básicamente la estrategia en materia de aseguramiento de la energía.
Muchas gracias.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Omar buenos días, gracias, toma la respuesta Hector Manosalva.

HECTOR MANOSALVA – VICEPRESIDENTE DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

Si Omar buenos días, para efectos de cubrir los crecimientos en producción en Castilla y Chichimene se tiene establecida una estrategia de suministro de energía que va a complementar los 90 megavatios que hay actualmente disponibles en el campo, con una estrategia que tiene cuatro componentes fundamentales, en primer lugar la repotenciación de termosurria nos va a permitir incrementar 20 megavatios, esa térmica entró en operación el día viernes de la semana anterior, estamos en pruebas secas y las pruebas con carga se harán el jueves de esta semana.

En segundo lugar en Septiembre, en la última semana de Septiembre entra en operación una planta de generación de 20 megavatios alimentada con GLP que complementa para lo que resta del año los requerimientos en potencia. Adicionalmente, Ecopetrol tiene establecido un proyecto para la construcción de una planta de generación de 700 megavatios en donde entrará una primera parte de la planta, se tiene previsto hacia mediados del 2017 con 350 megavatios en ciclo simple y en ciclo combinado hacia el primer semestre del año 2018 estaríamos con 500 megavatios.

Complementario a lo anterior se tiene previsto una segunda fase del proyecto de generación para llevar esa planta a 700 megavatios hacia el año 2019. Con esto estaríamos atendiendo los requerimientos de potencia de los campos principales de Ecopetrol como Castilla, Chichimene, incluye igualmente Caño Sur Este y Oeste, como futuros desarrollos.

OMAR ESCORCIA – ASESORES EN VALORES

Vale, muchas gracias.

OPERADORA

Gracias. La siguiente pregunta viene de Daniel Guardiola, adelante por favor.



DANIEL GUARDIOLA – LARRAIN VIAL

Buenos días, tengo un par de preguntas, la primera es con respecto a la producción y básicamente entender un poco mejor de donde va a venir la producción adicional que están esperando en Castilla y Chichimene, y que medidas van a implementar dado que si miramos la historia de los últimos dos años, la producción de ambos campos ha estado relativamente estancada. Y la segunda pregunta es con respecto a los costos y es básicamente que en los últimos cuatro años hemos visto que el margen Ebitda ha estado cayendo sistemáticamente y me gustaría saber qué medidas van a implementar o se están implementando para poder revertir esa tendencia bajista al margen Ebitda, muchas gracias.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Daniel buenos días, gracias, la parte de producción la toma Hector Manosalva y sobre la parte de costos Adriana Echeverri, nuestra Vicepresidente de Estrategia y Crecimiento.

HECTOR MANOSALVA – VICEPRESIDENTE DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

Bueno Daniel con respecto a, buenos días, con respecto a la producción de Castilla y Chichimene, es importante mencionar que se encuentra en desarrollo toda la ampliación de la infraestructura de producción de crudo y de agua, actualmente tenemos limitaciones en el campo, nosotros producimos 820 mil barriles de agua pero se requiere ampliar las capacidades de tratamiento de agua, capacidades que entrarán hacia final de este año, con dos millones doscientos sesenta mil barriles en una primera fase y de cuatro millones cuatrocientos mil barriles de tratamiento de agua en una segunda fase, esto nos va a permitir incorporar niveles de producción que actualmente están en 104 mil barriles, debemos estar terminando el año en 124 mil y al final del próximo año en 200 mil barriles, es el plan que tenemos definido, esto complementado con una campaña de perforación para lo cual estamos completando una flota de taladros de cerca de 20 taladros para el cuarto trimestre de este año.

En el campo Chichimene la producción ha venido creciendo en las últimas semanas, actualmente la producción es de 60,300 barriles, nuestro objetivo es cerrar el año con 70,000 barriles mediante la ampliación de la estación Chichimene, ampliación en sistemas de tratamiento y manejo de gas; y para el próximo año nuestro objetivo es llevar esta infraestructura a 100 mil barriles que nos permitirá



igualmente crecer la producción a 100 mil barriles en Diciembre, esto igualmente complementado con las campañas de perforación que empiezan de manera intensa en el tercer trimestre de este año.

MAGDA MANOSALVA – VICEPRESIDENTE FINANCIERA

Bien, mi nombre es Magda Manosalva te voy a responder la pregunta relativa a costos, Vicepresidente Corporativa de Finanzas, primero te quería precisar un poquito del margen Ebitda, los últimos cuatro años, digamos el año 2011 fue el año en que tuvimos un margen Ebitda de 45%, después de eso nosotros nos hemos mantenido en el orden de 43, el año 2013 cerramos con 40% y digamos que nos hemos mantenido por esos niveles.

Respecto a los planes de costos la estrategia para estos años es una estrategia que se implementó desde el año 2012, de hecho cuando nosotros vemos los incrementos en costos tienen que ver también un poco con la implementación de las estrategias de mejoramiento en ellos, en que nos vamos a concentrar? Nos vamos a concentrar en el tema de manejo de energía, manejo de agua y las estrategias de manejo de los costos de subsuelo básicamente.

ADRIANA ECHEVERRI – VICEPRESIDENTE DE ESTRATEGIA

Sebastián, es Adriana Echeverri, en relación con las estrategias de costos, nosotros digamos de manera recurrente implementamos distintas estrategias, la primera fase de optimización de costos después del lanzamiento de la estrategia de Ecopetrol en el año 2007 – 2008 inició en el año 2009, entre el 2009 y el año 2012 se lograron unos ahorros de alrededor de \$509 millones de dólares, son \$915 millardos de pesos, para ayudarnos a compensar los costos que estaban en ese momento, sobre todo un poco concentrados en la operación asociada debido a la declinación de la operación de esos campos, más adelante digamos y debido al incremento en la producción de agua en estos campos de Castilla, Chichimene y los demás del meta que tienen unos cortes de agua bastante altos entonces hicimos una estrategia de optimización en el manejo de fluidos y en la dilución, dado que como estamos produciendo crudos pesados pues básicamente la dilución cada vez nos cuesta más.

En la actualidad lo que queremos hacer es o lo que estamos implementando son unas medidas adicionales en dilución de crudos que nos ayudarían a optimizar el costo de dilución en cerca de unos \$5 dólares por barril en una progresión que va desde el año 2012 que inició



la iniciativa hasta el año 2020. Sin embargo, que hay que ser claros, primero que el corte de agua que estamos teniendo en la producción de los campos más importantes pues es un corte de agua bastante alto, segundo, que el factor de dilución está oscilando entre el 18 y el 37%, y que ese costo del diluyente es en algunos casos digamos muy alto sobre todo cuando tenemos que hacer la importación.

Y el tercer factor que digamos es muy importante que pesa bastante en la estructura de los costos es la proyección del costo de energía, entonces en eso hemos hecho unos ahorros que hemos llegado a tratar de ahorrar \$237 pesos por kilovatio hora, esa es una iniciativa que tenemos hasta el año 2020 y que nos ayudarían a optimizar el costo en más o menos unos \$2 dólares con unos 30 centavos, eso es como lo que estamos viendo.

Adicionalmente a esto tenemos otras iniciativas que tienen que ver con la operación, ya en cuanto a los costos fijos, ya no los variables que tiene que ver con el mantenimiento de subsuelo, el mantenimiento de superficie, algunos servicios de soporte y en las operaciones los servicios de perforación, las estrategias de contratación, digamos las optimización que se pueden hacer ahí. Sin embargo, los factores más importantes son los que te comenté al principio que son los que le pegan al costo variable.

OPERADORA

La siguiente pregunta viene de Sebastián Gallegos de Credi Corp.

SEBASTIÁN GALLEGOS – CREDI CORP

Buenos días, gracias por la presentación tengo básicamente dos preguntas, primero en el frente de exploración si pudieran dar un cronograma más detallado de las expectativas de perforación de pozos hacia el cuarto trimestre de 2014, tanto en Chichimene que se ha mencionado que van a hacer 200 pozos al 2015 y en otros campos importantes de la compañía como Caño Sur y Akacias.

La segunda pregunta tiene que ver con la desinversión de activos no estratégicos de la compañía, si nos pudieran dar un update o una información adicional sobre el timing de estas operaciones, gracias.



JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Sebastián buenos días, gracias, respecto a la pregunta que tú haces en la parte de perforación que se refiere principalmente a la perforación de desarrollo que se está haciendo en Castilla y Chichimene, como también a la perforación que estamos haciendo de delimitación a nivel de Akacías, Caño Sur, se va a referir Hector Manosalva y Rafael Guzmán.

HECTOR MANOSALVA – VICEPRESIDENTE DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

Sebastián, con respecto a las campañas de perforación que tenemos previsto desarrollar en lo que resta de este año y el siguiente, tenemos previsto cerrar este año con 420 pozos directos y el próximo año con cerca de 520 pozos, fundamentalmente esos pozos están ubicados en Castilla en donde tendremos alrededor de 300 pozos a perforar entre este y el siguiente año, Chichimene alrededor de 220, 250 pozos y el resto de pozos está en Caño Sur y el CPO-09 una vez tengamos aprobadas las licencias de explotación del campo, pero fundamentalmente el grueso importante y las campañas de perforación de desarrollo están asociados a estos cuatro activos.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Adriana por favor te refieres a las desinversiones, por favor?

ADRIANA ECHEVERRI – VICEPRESIDENTE DE ESTRATEGIA

En relación con la venta de activos no estratégicos es una iniciativa que viene adelantando la compañía, sin embargo, la que se había anunciado que es la de la empresa de Energía de Bogotá, que Ecopetrol tienen una participación minoritaria de un poco más, cerca del 7%, 6.67%, nos encontramos realizando los trámites a los que obliga la Ley 226 debido a que se trata de una participación de una empresa estatal en una inversión que debe ser democratizada entre los distintos agentes solidarios antes de proceder a ofrecerla al mercado, esto tiene unos trámites y digamos que es un poco larga la tramitología que requiere, las aprobaciones y demás pero nos encontramos en curso.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Sebastián gracias.

SEBASTIÁN GALLEGOS – CREDI CORP

Perfecto, gracias.



OPERADORA

Gracias. Nuestra siguiente pregunta viene de Juan Camilo Dauder.

JUAN CAMILO DAUDER – BANCOLOMBIA

Ok, buenos días a todos y gracias por la teleconferencia, yo quería hacer varias preguntas, la primera es relativo al tema de comunidades, ¿cuáles son en estos momentos los principales cuellos de botella que ustedes tiene relativo al tema de comunidades? Quisiera preguntar también sobre la adquisición de Angola, cómo encaja esto dentro de la estrategia y si nos pueden dar las condiciones de la adquisición? Y quisiera finalmente preguntarles sobre STAR, que nos podrían ampliar sobre lo que se ha dicho y frente a los comentarios del Ministro que dice pues que están en un periodo de evaluación. Muchas gracias.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Sebastián, muchas gracias, empiezo por responderte la tercera pregunta, tal como fue el comunicado conjunto de las dos compañías y como es el resumen de los tres puntos que allí se tienen, el primer punto fundamentalmente hace referencia a apagar el piloto y hace referencia en ese sentido tal y como se dice en el comunicado, teniendo en cuenta que ha completado su periodo y que se ha recogido toda la información para poder hacer la evaluación, el segundo punto hace referencia a el procedimiento para hacer todo el proceso de apagado con todas las debidas cuidados del caso, y el tercero básicamente hace referencia a el estudio expost que se va a hacer, ese digamos es básicamente la información que tenemos al respecto Juan Camilo.

En relación con el tema de situaciones específicas de comunidades que tengamos en este momento, que nos estén afectando, se va a referir Hector Manosalva y en relación con Angola igualmente Hector va a hacer la referencia, básicamente.

HECTOR MANOSALVA – VICEPRESIDENTE DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

Juan Camilo, buenos días, en efecto hemos venido teniendo algunas complicaciones en el desarrollo de los proyectos en el área de los llanos y particularmente en jurisdicción de los municipios de Akacías y Castilla, con bloqueos y paros de la comunidad fundamentalmente ocasionados por los procesos de selección de mano de obra y los agentes que actúan en la región para poder seleccionar la mano de obra, de la misma forma se han venido presentando inconvenientes en suministro de bienes y



servicios de carácter local, y eso es lo que fundamentalmente ha motivado estos paros y bloqueos que han afectado los proyectos.

En segundo lugar, con respecto a Angola es importante mencionar que esto hace parte de la estrategia de inversión internacional que tiene Ecopetrol alrededor de las cuencas de alto potencial, África ha estado dentro del desarrollo de los estudios regionales que Ecopetrol ha venido desarrollando y claramente Angola no es una adquisición sino es un farm-in que desarrolla Ecopetrol en dos bloques de alto potencial ubicados en la cuenca Kwanza, una cuenca de alto potencial en donde se han registrado éxitos geológicos importantes y adicionalmente con un operador altamente exitoso en este tipo de operaciones offshore, Angola, Ecopetrol hizo un farm-in por el 10% de los bloques 38 y 39, actualmente se encuentra en perforación el pozo Dilolo-1 ubicado en el bloque 39 y estamos en ese proceso de perforación.

JUAN CAMILO DAUDER – BANCOLOMBIA

Ok, muchas gracias.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Gracias.

OPERADORA

Gracias y la siguiente pregunta viene de Federico Suarez de Bancolombia.

FEDERICO SUAREZ - BANCOLOMBIA

Buenos días a todos y gracias por la teleconferencia, tengo dos preguntitas que quisiera hacer, la primera es de los 11 pozos que exploraron en este primer semestre, nos podrían dar un poco más de color de más o menos cuánto fue la inversión en cada pozo y cuánto les costó hacer cada pozo y la segunda sobre qué otras técnicas de recobro secundario están explorando ustedes y si en alguna están buscando hacerla con algún partner o algo, cómo además de STAR, que otras posibilidades están buscando ahí? muchas gracias.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Perfecto, sobre técnicas de recobro toma la pregunta Rafael Guzmán, vamos a responderte primer lo segunda, él te va a explicar digamos con cierto detalle un poco todo lo que venimos haciendo a nivel de recobro y los distintos pilotos que estamos desarrollando, por favor Rafael, y sobre



la parte de exploración Andrés Fuenzalida toma la respuesta más adelante, Rafael por favor.

RAFAEL GUZMÁN – VICEPRESIDENTE TÉCNICO DE DESARROLLO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Si muchas gracias Federico, nosotros en Ecopetrol tenemos un plan de recobro muy completo, iniciando por recobro primario esto es básicamente la perforación de pozos para reducir espaciamento, esta es la principal fuente de crecimiento actual y los desarrollos que tenemos por ejemplo para Castilla y Chichimene que hemos mencionado recientemente están enfocados a eso, reducción de espaciamento y tratamiento de fluidos en superficie tanto crudo como agua de producción.

En recobro secundario tenemos también un programa o dos programas, el primero recobro no térmico, en la parte de recobro no térmico tenemos en total incluyendo el año 2007, 52 pilotos, estos pilotos están enfocados a inyección de agua, inyección de agua mejorada, es decir, agua con químicos como polímeros, surfactantes que nos ayudan a recuperar más crudo mejorando el agua, el agua de inyección. También tenemos algunos proyectos de gas y gas alternado con agua, esos son los proyectos que nosotros llamamos no térmicos y como dije anteriormente tenemos un total de 52 en el periodo 2013 – 2016.

Adicionalmente como recobro térmico y dado el gran potencial de los campos de crudos pesados principalmente de los llanos tenemos varios pilotos también en ejecución allí, tenemos el piloto de Quifa del cual ya se mencionó recientemente los resultados de STAR, también tenemos nuestro piloto de inyección de aire con tecnología de Ecopetrol en el campo de Chichimene, en este piloto estamos avanzando con la construcción de las facilidades para inyectar, ya tenemos los pozos perforados, tenemos todos los equipos grandes entregados ya en Colombia y se están movilizando hacia el campo y simultáneamente estamos haciendo todas las obras civiles para colocar los equipos y conectarlos e inyectar hacia finales de este año, principios del próximo año. Dentro del programa técnico también tenemos pilotos de inyección de vapor, uno bien importante que también hicimos referencia, es el acuerdo que logramos con Occidental Andina para hacer el piloto de Teca – Cocorná, el cual en la fase I se podría llegar a unos siete millones de reservas adicionales y para la fase II algo cerca de 200 millones de reservas adicionales.



También estamos estudiando actualmente un piloto de inyección de vapor para el campo Caño Sur, como puedes ver Federico es un programa muy completo que está dirigido a poder recuperar, aumentar el factor de recobro de los campos ya existentes y son diferentes tipos de tecnología, desde primaria, secundaria y terciaria, y todas las tecnologías que están disponibles actualmente.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Adicional a lo que ha mencionado Rafael en las páginas 9 a 13 de la presentación encuentras digamos algún detalle sobre los aspectos a los cuales se refirió Rafael. Andrés se va a referir digamos a la parte de exploración que preguntaste, sigue Andrés.

ANDRÉS FUENZALIDA – VICEPRESIDENTE DE EXPLORACIÓN (E)

Buenos días Federico, efectivamente hemos perforado 11 pozos en Colombia, nueve por el lado de Ecopetrol, dos por el lado de Hocol y en promedio los pozos son del orden de 5 millones de dólares por lo tanto la inversión que llevamos hasta el momento en Colombia es del orden de los 55 millones en pozos exploratorios.

FEDERICO SUAREZ – BANCOLOMBIA

Perfecto, muchas gracias.

JAVIER GUTIERREZ – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Bueno, gracias Federico.

OPERADORA

Ya no veo más preguntas.

ALEJANDRO GIRALDO – DIRECTOR RELACIONES CON EL INVERSIONISTA

Correcto Josue, así damos terminación a la llamada en español, muchas gracias por su participación, para preguntas adicionales pueden contactarnos en la Dirección de Relaciones con Inversionistas, buenos días, gracias.