



TEXTO LLAMADA DE CONFERENCIA 1T-2015

Presentación de resultados consolidados de Ecopetrol para el primer trimestre del 2015

Lámina 1: OPERADORA

Damas y caballeros bienvenidos a la conferencia de presentación de resultados consolidados de Ecopetrol para el primer trimestre del 2015, en estos momentos todos los participantes se encuentran en el modo de escuchar solamente, luego tendremos una sesión de preguntas y respuestas y las instrucciones serán dadas en ese momento, si algún participante necesita asistencia durante la conferencia marque el signo de estrella y el número 0, como recordatorio esta conferencia está siendo grabada, ahora demos la bienvenida a Maria Catalina Escobar Directora de Finanzas Corporativas y Relaciones con Inversionistas.

Lámina 2: MARIA CATALINA ESCOBAR

Buenos días a todos y bienvenidos a la llamada de conferencia donde presentaremos los resultados financieros y operacionales de Ecopetrol para el primer trimestre de 2015. Antes de comenzar es importante mencionar que los comentarios de la alta gerencia de Ecopetrol podrían incluir proyecciones sobre el desempeño futuro de la empresa, 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: MARIA CATALINA ESCOBAR

La llamada de conferencia será liderada por el señor Juan Carlos Echeverry presidente de Ecopetrol, adicionalmente participan Héctor Manosalva, Vicepresidente de Desarrollo y Producción, Pedro Rosales Vicepresidente de Refinación y Procesos, Adriana Echeverri Vicepresidente Corporativa de Estrategia y Crecimiento, Magda Manosalva Vicepresidente Corporativa de Finanzas, Max Torres Vicepresidente de Exploración, Rafael Guzmán Vicepresidente Técnico, Bernardo Castro Vicepresidente Comercial y de Mercadeo encargado, Alberto Vargas, jefe de Servicio Financieros y Thomas Rueda Presidente de CENIT. Iniciaremos esta sesión destacando los principales logros del primer trimestre del año, pasaremos luego a mostrar los hitos en cada segmento de negocio, los resultados financieros reportados a partir de este trimestre de forma consolidada y de acuerdo con las normas internacionales de información financiera y finalizaremos con las perspectivas para el segundo trimestre de 2015. Ahora le cedo la palabra al señor Echeverry Presidente de Ecopetrol.

Lámina 4 y 5: JUAN CARLOS ECHEVERRY - PRESIDENTE DE ECOPETROL



Gracias Maria Catalina, buenos días a todos los participantes de esta conferencia telefónica. Como ustedes saben yo empecé funciones como presidente de Ecopetrol el 6 de abril de este año, de manera que llevo poco más de un mes, y me gustaría comenzar esta sesión mencionando dos elementos que tuvieron gran impacto sobre nuestros resultados del primer trimestre de 2015: por un lado el precio del crudo, y por otro lado el comportamiento de la tasa de cambio del peso contra el dólar. El precio del crudo fue particularmente bajo durante el primer trimestre como resultado de los desbalances entre la oferta y la demanda mundial de petróleo y la decisión de la OPEP de no reducir sus niveles de producción. Como ustedes saben las referencias que dominan el petróleo de Ecopetrol son Brent y Maya, y las mismas cayeron cerca de 50% afectando significativamente los ingresos de la compañía. A esto se sumó el comportamiento de la tasa de cambio del peso colombiano frente al dólar, la cual ha presentado una fuerte devaluación desde el cuarto trimestre de 2014, aproximadamente pasó de un nivel de \$2.180 en ese trimestre a \$2.480 en el primer trimestre de 2015. Es importante mencionar que la depreciación de la tasa de cambio tiene dos efectos sobre los estados financieros de la empresa, un efecto positivo derivado del hecho que nuestros ingresos operacionales son mayoritariamente en dólares, mientras que muchos de los gastos operacionales se denominan en moneda local; de otro lado un efecto negativo no operacional que proviene de nuestra posición neta pasiva en el balance, o sea la deuda vs. los activos en dólares.

Pasemos por favor a la siguiente lámina para ver los principales logros de la compañía en el primer trimestre de 2015.

Lámina 6: JUAN CARLOS ECHEVERRY - PRESIDENTE DE ECOPETROL

A pesar del debilitamiento de los precios del crudo en el primer trimestre ya mencionado, el grupo Ecopetrol mostró un resultado financiero positivo debido al buen desempeño operativo de sus segmentos de negocio y a las mejores condiciones de entorno para la operación.

La producción total del grupo registra ya 4 trimestres consecutivos de crecimiento, alcanzando un promedio de 773 mil barriles de petróleo equivalente por día en el primer trimestre de 2015, esto es 1% más que un año atrás y también 1% más que en el cuarto trimestre de 2014; este comportamiento se dio principalmente por la entrada de facilidades y nuevos pozos en los campos de Castilla y Chichimene, que alcanzaron récord de producción de 124.000 barriles día y 85.000 barriles día respectivamente.

En exploración dimos inicio a la campaña costa fuera del 2015 con los pozos Kronos y Calasú en el Caribe sur colombiano que son operados por Anadarko en asociación con Ecopetrol, en la cual nosotros tenemos una participación del 50%, y tuvimos el primer éxito geológico del año con el pozo Bullerengue 1 en el Valle Inferior del Magdalena.

En este escenario de precios bajos de los insumos, los márgenes de refinación en la refinería de Barrancabermeja siguieron mostrando un buen comportamiento, llegando en el primer trimestre



de 2015 a \$18.2 dólares por barril, 12% más que en el primer trimestre de 2014, y 16% más que en el cuarto trimestre de 2014.

Avanzamos hasta la culminación mecánica de la modernización de la refinería de Cartagena, que registró un avance físico ya del 97% al cierre del primer trimestre. En las actividades de precomisionamiento y comisionamiento acumulamos una ejecución cercana al 30%.

En transporte los volúmenes movilizados por los diferentes sistemas aumentaron 6% entre el primer trimestre de 2015 y el primer trimestre de 2014 y 3.3% frente al cuarto trimestre del año pasado, como resultado de las mejores condiciones de entorno. Los atentados contra nuestros sistemas de transporte pasaron de 35 en el primer trimestre del año pasado a 2 en el primer trimestre de 2015, lo que permitió una operación normal buena parte del trimestre.

Los precios de crudo alcanzaron mínimos durante el primer trimestre del año, el crudo Brent se cotizó en \$46.6 dólares por barril el 13 de enero, nivel que no se observaba desde marzo del 2009. Este comportamiento afectó sustancialmente los ingresos del grupo, los cuales pasaron de \$17.9 billones de pesos a \$12.3 billones de pesos con una reducción aproximada de \$5.6 billones de pesos. Esta disminución se compensó parcialmente por la mayor tasa de cambio, que representó un mayor ingreso por cerca de \$2 billones de pesos. Por su parte los mayores volúmenes vendidos reportaron un incremento de \$0.2 billones de pesos.

El costo de ventas de la empresa se redujo en 21%, pasando de \$10.8 billones de pesos en el primer trimestre de 2014 a \$8.6 billones de pesos en el mismo periodo de este año, debido principalmente a la disminución en los costos de las compras de crudo, gas y productos por menores precios, así como por menores costos fijos por la optimización del plan de mantenimiento y de servicios contratados y desarrollados durante el primer trimestre del año 2015.

Otros impactos importantes en el primer trimestre se dieron por el registro del impuesto a la riqueza aplicable al año 2015 por \$0.6 billones de pesos, lo cual explica en buena parte el incremento de los gastos operativos, y por el impacto de la devaluación de la tasa de cambio sobre los gastos financieros del grupo debido a la posición neta pasiva que tiene la compañía, la cual llevó a un gasto de \$1.4 billones de pesos por este concepto en el primer trimestre de 2015.

Después de haber registrado pérdidas en el cuarto trimestre de 2014, el grupo reportó una utilidad neta de \$0.16 billones de pesos en el primer trimestre de 2015. Vale la pena resaltar que en medio de un entorno de precios bajos, la calificadora Standard & Poor's en su revisión de febrero mantuvo la calificación de Ecopetrol en BBB con perspectiva estable. La confianza de los mercados en la compañía se ratificó con el crédito comercial por \$1.9 billones de dólares obtenido en febrero, con la participación de 8 bancos internacionales, a una tasa de Libor más 140 puntos básicos y a un plazo de 5 años.



En este primer trimestre iniciamos el reporte de nuestros estados financieros consolidados bajo las normas internacionales de información financiera, lo que creemos facilitará el análisis y la comparación de los estados financieros del grupo.

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

Lámina 7: RAFAEL GUZMÁN

Gracias Doctor Echeverry, en los hechos relevantes del trimestre en materia de desarrollo y producción tenemos el incremento del 1% de la producción frente al primer trimestre del 2014. Los 773.000 barriles de petróleo equivalente por día alcanzados durante este trimestre representaron un incremento del 0.7% en la producción de Ecopetrol S.A. y del 5.8% en la producción de las filiales y subsidiarias del grupo empresarial; este nivel de producción corresponde igualmente a un incremento de 2.4% si se compara con el promedio anual de producción del 2014. Estos incrementos son el reflejo de los records de producción en nuestros activos de operación directa Chichimene y Castilla; en el caso del primero se reportó un incremento del 69% en la producción del primer trimestre de 2015 versus el mismo periodo del año anterior, esto es, alcanzando los 80.000 barriles de petróleo equivalente por día de producción promedio. En el campo Castilla el aumento fue igualmente importante con un 14% por encima del primer trimestre del año 2014, situándose en los 118.000 barriles de petróleo equivalente por día en promedio. Es de resaltar la producción alcanzada el 6 de marzo en el activo la Cira Infantas, el cual logró producir 40.500 barriles por día, nivel que no se veía desde el año 1945 cuando el campo era operado por la Tropical Oil Company.

Por parte de las filiales, el aumento se dio principalmente gracias a los incrementos de producción en Ecopetrol América con los desarrollos Costa Afuera del Golfo de México y de Equión en Colombia. Con relación a los pilotos de recobro, durante el primer trimestre se dio inicio al piloto de inyección cíclica de solventes y nitrógeno en el campo Llanitos. Adicionalmente se logró un avance del 73% en las facilidades del piloto de inyección de aire en el campo Chichimene. Por último vale la pena resaltar que durante este periodo se dio la aprobación por parte de la Junta Directiva del Plan Integral de Energía Eléctrica de los Llanos; este proyecto permitirá asegurar la disponibilidad de energía para el desarrollo de los campos del departamento del Meta y a unos costos más competitivos que los actuales.

Ahora le doy la palabra a Max Torres quien comentará los resultados de exploración.

Lámina 7: MAX TORRES

Gracias Rafael, durante el primer trimestre de 2015 en Colombia se perforó a través de nuestra filial Hocol un pozo exploratorio denominado Bullerengue 1, ubicado en el bloque Sinú San Jacinto 1 en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, el cual fue exitoso como descubrimiento de gas.



Se inició la perforación de los pozos exploratorios de aguas profundas Kronos y Calasú, ubicados en el Offshore del Caribe Colombiano, con el operador Anadarko, donde Ecopetrol tiene un 50% de interés. Se confirmó el descubrimiento Nueva Esperanza ubicado en el bloque CPO 09 en la cuenca Llanos con la perforación de los pozos de limitadores Nueva Esperanza 2 y Nueva Esperanza 3; el tamaño del descubrimiento será confirmado con la perforación del pozo Nueva Esperanza Sur donde Ecopetrol tiene el 55% como operador y Talisman el 45%. Adicionalmente, se perforaron 4 pozos delimitadores y un pozo stratigráfico.

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

Lámina 8: THOMAS RUEDA

Gracias Max, durante el primer trimestre de 2015 el volumen transportado se incrementó en 73.000 barriles diarios, equivalentes a un 6.1% en comparación con el mismo periodo del año anterior, llegando a 1'274.000 barriles por día. El transporte de crudo por oleoductos se incrementó en 7.1% frente al mismo periodo de 2014, debido principalmente al incremento en el volumen transportado por los sistemas Caño Limón - Coveñas y Transandino, asociado a la disminución de los atentados contra la infraestructura en comparación con el mismo periodo del año anterior.

Por su parte el transporte por poliducto se incrementó en 2.2% en comparación con el primer trimestre del año anterior, debido principalmente a un mayor volumen de nafta transportado por el sistema Pozos Colorados - Galán- Apiay para la dilución de crudos pesados y por un incremento en los volúmenes transportados por el sistema Cartagena - Barranquilla por importación de productos por el puerto de Cartagena para poder cubrir la demanda de combustibles en el interior del país.

Con relación a nuestros proyectos en curso durante el primer trimestre se continuó con la construcción de los tanques de almacenamiento de crudo de Coveñas para incrementar la capacidad de almacenamiento en 1.200.000 barriles y se avanza en los trabajos del proyecto San Fernando-Monterey para llevar el sistema 300.000 barriles diarios en el segundo trimestre de 2015.

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

Lámina 8: PEDRO ROSALES

Gracias Thomas, durante el primer trimestre de 2015 la carga de crudo de la refinería de Barrancabermeja se incrementó en 1.600 barriles por día frente al mismo trimestre del año 2014, debido a la disponibilidad y estabilidad operacional de las unidades de proceso El margen bruto de refinación de Barrancabermeja fue de \$18.2 dólares por barril, \$1.9 dólares por encima de lo obtenido durante el primer trimestre de 2014, debido a mayores rendimientos de productos



valiosos como resultado de la estabilidad operacional de las unidades y de las mejoras en procesos, que sumado al comportamiento de los precios internacionales permitieron una menor reducción en el precio de venta de los productos que en los precios del crudo.

Por otro lado, al cierre del primer trimestre la ampliación y modernización de la refinería de Cartagena alcanzó un avance total de 97.1%. En las actividades de construcción, el esfuerzo se centra en el cierre de los pendientes, y presentan un progreso de 97.4%. En las actividades del precomisionamiento y comisionamiento, con 29% de ejecución, se han completado 9 de los 30 hitos claves. De esta manera se tiene previsto que la refinería iniciará operación durante el segundo semestre de 2015.

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

Lámina 9: MAGDA MANOSALVA

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

Nuestro reporte consolidado se muestra por primera vez bajo normas internacionales de información financiera. A efectos comparativos, el primer trimestre de 2014 se reporta bajo el mismo estándar contable. Tal como lo indica la ley 1314 de 2009, durante el año 2015 podrán presentarse ajustes adicionales, pues es el 31 de diciembre de 2015 la fecha final de adopción completa de la norma.

Analizando los resultados del primer trimestre, los ingresos disminuyeron \$8.2 billones afectados por la caída de más del 50% de los precios de referencia del crudo. Esta disminución fue compensada, sin embargo, por el efecto positivo de una devaluación de 23% entre trimestres que mejoró el valor en pesos de las exportaciones y de los pagos de servicios de transporte prestados a terceros.

En el primer trimestre produjimos 8.000 barriles más que en el mismo período del año anterior, lo que hizo que se tuviera un aumento cercano al 1% de los volúmenes vendidos, principalmente gasolinas, combustóleo y crudo. Así, cerramos el trimestre con ingresos de \$12.3 billones de pesos, 32% menos que en el primer trimestre del año 2014. Por su parte, el costo de ventas disminuyó 21% pasando de \$10.8 a \$8.5 billones de pesos.

En los costos variables, que representan el 75% del costo de ventas, vimos una reducción del 26% asociada principalmente a un menor precio de compras de crudo, gas y productos, que compensaron los incrementos en el costo ocasionados por la devaluación de la tasa de cambio sobre el valor de las compras e importaciones, y por los mayores volúmenes de crudo y gasolina comprados.



Los costos fijos se redujeron 1.5%, resultado principalmente de optimizaciones logradas en los planes de mantenimiento y en servicios contratados, en línea con las iniciativas de reducciones de costos y gastos en 2015. Los anteriores esfuerzos se ven reflejados en la reducción de \$0.63 dólares por barril en el costo de levantamiento entre el primer trimestre de 2015 y el primero de 2014.

Respecto a los gastos operacionales, ellos subieron 53% debido principalmente al registro en el mes de enero del impuesto a la riqueza de 2015. Si bien es cierto que en 2014 también se tenía este tributo, para efectos de adopción por primera vez de IFRS el registro del año anterior fue a formar parte de la línea de adopción por primera vez del balance de apertura. Por su parte los gastos exploratorios disminuyeron debido a una menor actividad sísmica y a un menor registro de pozos secos.

Los gastos financieros aumentaron \$1.4 billones de pesos entre el primer trimestre de 2014 y el mismo periodo de 2015, debido principalmente al registro de la pérdida por diferencia en cambio generada esencialmente por la posición neta pasiva de Ecopetrol, y al registro de \$186 millardos de pesos más por pagos de intereses ante el mayor endeudamiento por las emisiones internacionales hechas en el año 2014.

Pasemos por favor a la lámina siguiente.

Lámina 10: MAGDA MANOSALVA

Los aspectos antes mencionados llevaron a una utilidad consolidada antes de impuestos de \$0.8 billones de pesos. La tasa efectiva de tributación se incrementó debido a que el impuesto de renta corriente se determinó con base en renta presuntiva y no renta líquida, situación que se espera revierta en el transcurso del año. La ganancia neta del trimestre atribuible a los accionistas de la compañía fue de \$0.2 billones de pesos. El EBITDA fue de \$3.1 billones de pesos, equivalente a un margen EBITDA de 26%.

En la siguiente lámina hablaremos del avance de los esfuerzos de la compañía para lograr ahorros que le permitan mantener rentable su operación.

Lámina 11: MAGDA MANOSALVA

Desde el año 2009 Ecopetrol ha venido trabajando para ser más eficiente en su estructura de costos en 3 aspectos claves: dilución, tratamiento de fluidos y mantenimiento de subsuelo y superficie. La compañía ha reportado hasta la fecha ahorros vía renegociación de contratos por \$549 millardos de pesos, frente a un ahorro esperado de \$1 billón de pesos en el año 2015. Actualmente Ecopetrol avanza en la definición de objetivos de ahorro de largo plazo estructurales y sostenibles, compatibles con las prácticas más eficientes de operación, que esperamos estén listos en el segundo semestre de 2015.

Pasemos ahora a la siguiente lámina para ver los resultados financieros por segmentos.



Lámina 12: MAGDA MANOSALVA

Como consecuencia principalmente de la caída de sus ingresos, el segmento de exploración y producción redujo su ganancia neta en \$3.4 billones de pesos frente al primer trimestre de 2014, y generó una pérdida de \$166 millardos en el primer trimestre de 2015.

Por su parte el segmento de refinación y petroquímica, si bien tuvo una mejora en sus márgenes brutos, tuvo una reducción en su resultado operacional por el registro proporcional del impuesto a la riqueza, y un resultado financiero negativo por la pérdida en cambio. Ello llevó a una reducción de su utilidad neta de \$0.42 billones entre el primer trimestre de 2014 y el mismo periodo de 2015.

Finalmente el segmento de transporte mejoró sus ingresos debido a los mayores volúmenes transportados y al impacto de la devaluación sobre las tarifas de transporte. Sus resultados operacionales se vieron afectados por el registro del impuesto a la riqueza, mientras que sus resultados financieros fueron positivos por la posición neta activa de las compañías del segmento. El resultado neto se mantuvo relativamente estable entre el primer trimestre de 2014 y el mismo periodo de 2015.

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

Lámina 13: JUAN CARLOS ECHEVERRY – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Gracias Magda, en este segundo trimestre nuestros esfuerzos están dirigidos a mantener de manera rentable, limpia y segura los niveles de producción observados en el primer trimestre, mediante la ejecución de las campañas de desarrollo de nuestros principales campos.

Obtuvimos el 5 de mayo la licencia de desarrollo del campo Acacias en el bloque CPO 09, que puede llegar a producir entre 30 y 50 mil barriles por día cuando esté en su pico, y estamos a la espera de la obtención de la concesión de manejo de agua de Proagrollanos, la cual nos permitirá mitigar las restricciones en disposición de agua que actualmente presenta el campo Rubiales.

En exploración, iniciaremos la perforación del pozo Sea Eagle en el Golfo de México de los EE.UU, operado por Murphy, y tendremos los resultados del pozo Kronos en el Caribe sur colombiano, operado por Anadarko.

En refinación nuestra prioridad en este trimestre será avanzar en la modernización de la refinería de Cartagena, con la entrada en operación de las unidades de generación de gas del proyecto.

En la refinería de Barrancabermeja con la entrada de la operación de la unidad de cogeneración de energía culminaremos el Plan Maestro de Servicios Industriales, el cual permitirá aumentar la confiabilidad y la eficiencia para esta refinería.



En transporte haremos la terminación mecánica de los trabajos para incrementar la capacidad del sistema Castilla-Monterrey a 300.000 barriles día y las respectivas pruebas hidrostáticas.

Continuaremos nuestro reporte bajo las normas internacionales de información financiera, haciendo los ajustes necesarios con miras a su implementación definitiva al 31 de diciembre de 2015.

Finalmente esperamos obtener las aprobaciones necesarias para iniciar la implementación de la nueva estrategia. Con esto les damos gracias a ustedes y abrimos la sesión de preguntas y respuestas

SESIÓN DE PREGUNTAS Y RESPUESTAS

Nuestra primera pregunta viene de la línea de Federico Perez.

FEDERICO PEREZ DE BANCOLOMBIA.

Doctor muchas gracias por la conferencia, tengo varias preguntitas: la primera acerca de la meta de producción que habían mencionado ustedes en la última conferencia, que la había mencionado el Doctor Gutiérrez, que era para este año esperar una producción promedio de 760.000 mil barriles. Quisiera saber si esta meta se mantiene o la van a revisar para el año; segundo, en las metas en los principales campos de la compañía, Castilla y Chichimene, que nos habían mencionado que esperaban que Castilla llegara a los 200.000 barriles y Chichimene a los 100.000, si continúan con estas metas de producción y si nos pudieran dar un timing de cuando estarían esperando cumplir estas metas. Por último, pues escuché que al final de la conferencia mencionaron que están a las espera de las aprobaciones para publicar el plan estratégico de la Compañía, pero quisiera saber si nos pueden dar un timing de más o menos cuando podríamos estar esperando esa publicación, muchas gracias.

JUAN CARLOS ECHEVERRY- PRESIDENTE DE ECOPETROL

Buenos días Federico. Muchas gracias, con respecto a la meta de producción primero habíamos anunciado por parte del Doctor Javier unas metas indicativas de 710.000 mil barriles día para Ecopetrol y 760.000 para el grupo. Nosotros no tenemos en este momento unas metas volumétricas sino unas metas de valor orientadas a extraer barriles que sean rentables pero la idea es por supuesto cumplir estas metas de 710.000 barriles día para la empresa y 760.000 para el grupo. Usted me pregunta sobre los campos de Castilla y Chichimene y le voy a dar la palabra a Rafael Guzmán para que le cuente el detalle.

RAFAEL GUZMAN- VICEPRESIDENTE TÉCNICO

Federico buenos días, sí, efectivamente en un pasado nosotros habíamos anunciado esas metas de producción para estos dos campos. Sin embargo, con la actual condición del precio del petróleo se están revisando las metas para campo a campo, esto será parte de la revisión estratégica que



hará con la compañía, como usted ha visto hemos mantenido nuestra inversión en estos campos y hemos reportado cifras récord para los dos campos, pero metas a largo plazo se están revisando dentro de la revisión de estrategia que está haciendo Ecopetrol.

JUAN CARLOS ECHEVERRY – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Federico con respecto a su última pregunta sobre el plan estratégico, esperamos tener el plan aprobado en la próxima sesión de Junta que es dentro de una semana, el 22 de mayo, de manera que con posterioridad a esa fecha, una vez la apruebe la Junta, le estaremos dando el despliegue indicado. Muchas gracias Federico.

OPERADORA

Nuestra próxima pregunta viene de la línea de Sebastián Gallego de Credicorp Capital.

SEBASTIÁN GALLEGO DE CREDICORP CAPITAL

Buenos días, gracias por la presentación, tengo tres preguntas: la primera con relación a la estrategia en cuanto a gas. Hemos visto declinación en Guajira, y pues hay preocupaciones en términos estructurales al país y actualmente la compañía está muy enfocada en campos de petróleo. Podríamos entender un poco si me pudieran explicar cuál es la estrategia de gas para los próximos trimestres, incluso para los próximos años.

La segunda pregunta relacionada con el segmento de E&P. Vimos que sólo el segmento de transporte tuvo utilidad, y quisiera entender pues más allá del impuesto digamos a la riqueza que tengo entendido que se reportó en este segmento, mi pregunta acá es qué más eficiencias están tomando en este segmento para tener mayor rentabilidad; y mi tercera pregunta con respecto a Barranca, si nos pueden contar si este proyectos definitivamente está en la prioridades de los próximos años de Ecopetrol o no estaría, teniendo en cuenta los precios actuales del petróleo, gracias.

JUAN CARLOS ECHEVERRY – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Muchas gracias Sebastián, con respecto a gas yo daría una respuesta en dos sentidos:

1. Ya sabemos que Orca- 1 fue exitoso en gas, de manera que en el largo plazo ustedes debieran y todos nosotros debiéramos esperar que Ecopetrol tenga una participación en gas mayor, pero eso es simplemente la perspectiva hacia el lejano futuro, con respecto a su pregunta sobre el corto plazo le doy la palabra a Héctor Manosalva.



HÉCTOR MANOSALVA – VP DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

Sebastián muy buenos días, en efecto en materia de gas Ecopetrol continúa desarrollando su actividad exploratoria pendiente a compensar las reservas que han venido declinando en la Guajira. Es así como a través de Hocol y por una decisión estratégica la compañía está haciendo exploración en el Valle inferior del Magdalena con resultados exploratorios exitosos como los que se han anunciado en el primer trimestre de este año. De igual forma, Ecopetrol se encuentra actualmente en la delimitación de un descubrimiento de gas en Norte de Santander, es Oripaya, estamos haciendo la perforación del tercer pozo de delimitación y los otros pozos se encuentran en pruebas extensas de producción actualmente en el área. De la misma forma se ha venido trabajando en el piedemonte, actualmente hay una actividad de exploratoria conjuntamente con Total y Talisman en el proyecto Niscota y ahí estamos comprobando acumulaciones de gas que están en este momento siendo objeto de pruebas. Es así como la estrategia de Ecopetrol está claramente complementada hacia el segmento gas y en este momento tenemos ya exploración que está dando resultados en esta materia.

RAFAEL GUZMAN- VICEPRESIDENTE TÉCNICO

Sebastián referente a la pregunta de exploración y producción en la parte de eficiencias, le quiero comentar dos cosas. Primero que todo, nosotros estamos reenfocando las inversiones en este segmento hacia los proyectos de mayor valor para la compañía, pero adicionalmente también estamos enfocados en encontrar y sostener eficiencias en costos, tanto de operación como costos de inversión. Estamos mirando las estructuras de costos y haciendo las reducciones tanto internamente como con nuestros contratistas para lograr reducciones de costos que sean sostenibles en el tiempo.

JUAN CARLOS ECHEVERRY – PRESIDENTE DE ECOPETROL

Sebastián, complementando la respuesta de Rafael, hemos entrado en procesos de renegociación uno a uno con todos los grandes contratistas que tiene Ecopetrol, se están haciendo rondas de las cuales ya se llevó a cabo la primera ronda de renegociación. Estas rondas van a ser procesos que nos van a tomar unos meses pero esa es una prioridad, las ganancias en eficiencia y reducción en costo van a ser una prioridad a lo largo de este año. Con respecto a su última pregunta sobre el proyecto de Barrancabermeja, la decisión final es del resorte de la Junta Directiva, por supuesto una consideración crítica para nosotros en este momento es el fenómeno de la caída del precio internacional y la disponibilidad de caja, de manera que la administración estará presentando las condiciones en las cuales cualquier gran inversión, entre ellas naturalmente el proyecto de Barrancabermeja, sería viable y razonable pero pues es del resorte de la Junta la decisión final.



OPERADORA

Y nuestra próxima pregunta viene de la línea de Catalina Ricaurte de Porvenir.

CATALINA RICAURTE DE PORVENIR

Buenos días, muchas gracias por la presentación, yo tengo algunas preguntas sobre algunas cuentas del PYG. Uno, quisiera tener un poco más de color sobre la caída observada en el gasto de exploración del 1Q15 Vs 1Q14, esta caída se debe algún tipo de capitalización de gastos y qué podemos esperar hacia el futuro, y dos, relacionado con un poco más de información sobre la cuenta presentada como Otro Resultado Integral, y la relación con lo que los rubros que se presentan en la diferencia en cambio en el PYG o en otros ingresos y gastos financieros, porque tenía entendido que con la implementación de IFRS pues eso rubros de ingresos y gastos por diferencia en cambio se iban a cargar al Otro Ingreso Integral, muchas gracias.

JUAN CARLOS ECHEVERRY- PRESIDENTE DE ECOPETROL

Gracias Catalina, con respecto a la disminución en exploración, la caída que se dio entre los primeros trimestres fue de novecientos mil millones de pesos, es una caída debida simplemente a la recomposición de prioridades a raíz de los menores ingresos derivados de la caída del precio del petróleo, no hay más elementos de análisis ahí, pero de todos modos me gustaría que Max Torres complementara la respuesta más allá de la simple disminución numérica.

MAX TORRES – VP EXPLORACIÓN

Sí, buenos días a Catalina, la respuesta en línea con el doctor Echeverry básicamente es la composición de portafolio, con la caída de precio hay proyectos que no llegan al corte económico y hay también una reorientación estratégica de la actividad exploratoria; por lo tanto la disminución tiene que ver con una reorganización del portafolio y con la optimización de los costos de exploración. Básicamente es un tema de manejo de portafolio, esperamos en el futuro recomponer el portafolio y recuperar el nivel de inversión que teníamos en años anteriores, gracias.

JUAN CARLOS ECHEVERRY – PRESIDENTE DE ECOPEROL

Catalina, voy a resaltar lo que dice Max en el siguiente sentido: todos somos conscientes que Ecopetrol hacia el futuro tiene que replicar en exploración los éxitos que ha tenido en el área de producción; hacia el futuro necesitamos tener un presupuesto de inversión balanceado entre las áreas críticas, eso quiere decir que debemos recuperar el presupuesto de inversión del área de exploración y ser mucho más, no sólo presupuesto sino muchas más áreas en las que Max y su equipo vienen trabajando, que serán objeto de explicación más detallada hacia adelante, pero simplemente quería resaltar ese hecho de que esta caída es simplemente un hecho transitorio,



pero que el foco de la compañía en exploración se va fortalecer. Magda Manosalva va responder su siguiente pregunta.

MAGDA MANOSALVA – VP CORPORATIVA DE FINANZAS

Bien Catalina, sobre la diferencia en cambio también es muy importante que tengamos en cuenta dos cosas: la primera es que el año pasado, bajo el régimen de contabilidad pública, pudimos capitalizar buena parte de la diferencia en cambio que se originó durante el último trimestre del año principalmente. Bajo IFRS, como lo explicamos el día viernes, esa capitalización ya no es posible en el volumen en que se hizo en RCP, se puede, pero tiene un techo como lo explicamos el viernes, eso por un lado. Por el otro lado, usted se refiere a la cuenta de Resultado Integral que reportamos en nuestro informe, en esa cuenta Catalina lo que registramos nosotros son las diferencias cuando se hace la conversión de las diferentes compañías que consolidamos, recordemos que bajo IFRS cada compañía tiene que escoger su moneda funcional, para el caso de Ecopetrol la moneda funcional es pesos, pero hay compañías del Grupo que tienen moneda funcional dólar; entonces ese 1.1 billones que tenemos registrado allí corresponde a esa traslación que hacemos en las diferentes monedas funcionales en el reporte, sin embargo eso no va en el PYG Catalina, eso va en el balance.

OPERADORA

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

EDGAR ROMERO DE BBVA

Buenos días, muchas gracias por este espacio, tengo un par de preguntas: la primera está relacionada con la canasta de gas, los precios de gas pues realmente no presentaron una disminución importante, me gustaría saber pues hacia adelante que podemos esperar, qué tan sostenibles son los precios actuales que ustedes tienen en esta canasta. Adicionalmente, pues un mayor color sobre el campo Quifa y Rubiales, digamos que por lo menos Quifa tuvo una caída interanual superior al 25%, pero me gustaría saber principalmente a qué se debe esa caída y que podemos esperar en lo que resta del año. Y finalmente es referente a Reficar, pues ustedes están diciendo que esperan entrar en operación durante la segunda parte del año, no obstante me gustaría saber cuándo podemos esperar pues una capacidad en uso en esta Refinería, que sea no sé, por encima del 80-90% de carga. Básicamente es todo, muchas gracias.

JUAN CARLOS ECHEVERRY – PRESIDENTE DE ECOPEROL

Edgar muchas gracias, Bernardo Castro Vicepresidente de Comercialización le va responder su primera pregunta.

BERNARDO CASTRO – VP COMERCIAL Y DE MERCADEO



Edgar buenos días, bueno con respecto a los precios de gas digamos que están indexados a dos fórmulas de contratos: a un año y contratos a 5 años, de acuerdo con la regulación. Estos precios pues se encuentran en dólares y digamos que su afectación en estos momentos es por la tasa de cambio que tenemos en este momento. Los precios se van a conservar de acuerdo con los contratos, básicamente esa es la explicación.

RAFAEL GUZMAN- VICEPRESIDENTE TÉCNICO

Edgar, referente a la segunda pregunta tenemos dos situaciones, en el campo Rubiales la producción total y por ende la participación de la producción de Ecopetrol de este campo se ha visto disminuida, principalmente por restricciones de manejo de agua, que ya como el Presidente Echeverry nos comentó anteriormente se están buscando y se tendrán soluciones durante el año. En el campo Quifa la situación es diferente, la producción total de campo no se ha disminuido, lo que ha disminuido es la participación de la producción de Ecopetrol en este campo, y esto debido a cambios que se dan en la cláusula de precios altos y por ende la participación neta de Ecopetrol se ve afectada. Básicamente es la disminución en el precio del crudo de Quifa.

PEDRO ROSALES - VP REFINACIÓN Y PROCESOS INDUSTRIALES

Buenos días, Pedro Rosales, sobre la pregunta de Reficar, como se mencionó pues ya estamos en la fase final de la construcción y vamos al 30% de las actividades de precomisionamiento, comisionamiento y arranque. Esas actividades deberán estar permitiendo que se arranque la operación de la refinería hacia octubre o noviembre de este año, ese inicio de operación es un inicio gradual en el cual no entra a máxima capacidad, gradualmente se va incrementando la carga en cada una de las plantas. Son 31 plantas, entonces es un proceso que hay que llevar muy cuidadosamente por temas de seguridad y eficiencia, y el proceso completo puede tomar entre 3 y 5 meses después del inicio de la operación.

JUAN CARLOS ECHEVERRY- PRESIDENTE DE ECOPETROL

Edgar, enfatizar que hemos estado con el equipo que está a cargo de Pedro Rosales y con el equipo de Cartagena y también con los contratistas, hemos estado llevando a cabo todas las acciones conducentes a que, obviamente cuidando la seguridad, una vez se prenda la refinería y cuidando pues todo el proceso de comisionamiento y precomisionamiento, que tengamos el inicio de labores en la refinería durante el último trimestre lo más pronto posible, pero pues aquí hay un balance natural que mantener entre prender la refinería y tener todas las condiciones de seguridad. De manera que el foco del equipo de Pedro Rosales y de la compañía está en eso.

OPERADORA

Y nuestra próxima pregunta viene de la línea de Andrés Cardona de BTG PACTUAL.



ANDRES CARDONA DE BTG PACTUAL

Buenos días a todos, muchas gracias por la presentación. Desearle mucha suerte al Doctor Echeverry en la gestión en la que inició recientemente, tengo tres preguntas: la primera es si nos podrían explicar el margen Ebitda en la unidad de negocios de transporte, estoy viendo un 63% para el primer trimestre de este año, cuando el promedio del año pasado estuvo cercano al 38%, quisiera entender si se parece a lo que vimos hace un año, cuando el primer trimestre también mostró digamos un margen Ebitda extraordinario, o qué explica esa mejora en el margen; lo segundo entender a qué se debe la caída en las depreciaciones en el negocio de exploración y producción, veo que históricamente han estado en el rango de 9 dólares por barril, para este trimestre estuvieron en 3.2; y tercera si nos pudieran dar detalle de cuántos pozos exploratorios tienen pensado perforar en el segundo trimestre para tener una idea de la actividad exploratoria y de cómo podrían comportarse los gastos de exploración en el segundo trimestre, muchas gracias.

JUAN CARLOS ECHEVERRY- PRESIDENTE DE ECOPETROL

Gracias Andrés, Thomas Rueda de CENIT le responderá la primera pregunta.

THOMAS RUEDA – PRESIDENTE CENIT

Andrés buenos días, muchas gracias por la pregunta. Sí, es un hecho que el margen Ebitda en el transporte demuestra una mejora importante, se explica por dos factores fundamentales: el primero es el tema de la tasa de cambio, que nos ha ayudado en este trimestre de manera importante, y el otro es que hemos logrado transportar mayores volúmenes debido a la reducción de los ataques a los que hacía mención el Doctor Echeverry.

MAGDA MANOSALVA – VP CORPORATIVA DE FINANZAS

Sobre la segunda pregunta Andrés, esto que usted comenta de la depreciación es resultado del hecho de IFRS nuevamente. Como lo hemos anotado revisamos las vidas útiles de todos los activos, si usted me pregunta cuánto se modificaron las vidas útiles le tengo que decir que cada campo y cada uno de los activos de producción y exploración se revisó detalladamente, algunos incrementaron, otros disminuyeron su vida útil, pero en últimas lo que ocurrió fue un mejoramiento de los mismos y con eso una disminución de la depreciación, esa es la explicación principal.

MAX TORRES – VP EXPLORACIÓN

Con respecto a la tercera pregunta Andrés, básicamente el plan es terminar el pozo Kronos en el segundo trimestre que se está perforando en la parte sur del offshore de Colombia, comenzar el pozo Calasú que esta inmediatamente al norte del pozo Kronos y en el golfo de México empezar el pozo Sea Eagle con el operador Murphy; como dijo nuestro Presidente el plan también incluye perforar un pozo onshore en el Valle Superior, gracias.



OPERADORA

La próxima pregunta viene de Andrés Sánchez de CORPBANCA.

ANDRES SANCHEZ DE CORPBANCA

Buenos días, muchas gracias por la presentación. Tengo una pregunta respecto a la expectativa que podríamos tener respecto a la producción de crudo, donde vemos que prácticamente todos los campos presentaron una disminución de la producción salvo 3, 4 campos, donde está Castilla y Chichimene y campo Tello, pero quería saber si dado que Castilla y Chichimene son los que están salvando la producción o presentando mayor crecimiento, pueden sostener este crecimiento para el segundo trimestre, o esperaríamos un comportamiento estable o decayente de la producción general para el segundo trimestre. Lo otro es que me gustaría saber un poco de la parte no operacional, respecto a los gastos o respecto al deterioro de activos petrolíferos, si estos están afectando directamente la utilidad, o si podemos ver más adelante o más o menos qué manejo le están dando a ello, dado que el deterioro o el *impairment* que vimos en los estados financieros a cierre del 2014 fue relativamente bajo frente a lo que presentaron otras compañías petroleras. Muchas gracias.

JUAN CARLOS ECHEVERRY- PRESIDENTE DE ECOPETROL

Gracias Andrés, para la primera pregunta sobre los campos productores Rafael Guzmán dará respuesta.

RAFAEL GUZMAN- VICEPRESIDENTE TÉCNICO

Si Andrés, gracias por la pregunta. Nosotros vamos a continuar haciendo las inversiones en los campos que operamos, y principalmente en Castilla y Chichimene, donde estamos teniendo muy buenos resultados. Esto nos va a ayudar a mantener la producción en los niveles que estamos actualmente; adicionalmente, y como se mencionó anteriormente, estamos buscando las soluciones con el socio para el manejo del agua que tenemos en Rubiales y también dar un aporte mayor para la sostenibilidad de producción de estos campos. De esta manera, dando el apoyo a los campos principales, pensamos y esperamos mantener los niveles de producción.

MAGDA MANOSALVA – VP CORPORATIVA DE FINANZAS

Sobre la segunda pregunta Andrés, en deterioro de activos petrolíferos recordemos que a cierre del año 2014 hicimos un registro del orden de 300 millardos de pesos, ese registro lo hicimos ante una situación que se llama en normas contables un *trigger event*. Ese *trigger event* fue la disminución acelerada y digamos en picada de los precios del crudo, en ese momento hicimos una evaluación exhaustiva, afectamos los resultados financieros, pero al primer trimestre del año 2015 no hemos visto la necesidad, digamos que los precios se han mantenido en promedio en esos órdenes, pero a lo largo del año 2015 todo depende de cómo se comporten los precios, si vemos



la necesidad de hacer nuevamente un registro de deterioro va a depender completamente de cómo se comporte.

OPERADORA

Nuestra próxima pregunta viene de la línea de Cristian Hernandez de ULTRABURSATILES.

CRISTIAN HERNANDEZ DE ULTRABURSATILES

Buenos días, gracias por la conferencia. Tengo 2 preguntas para hacerles: la primera viene siendo que en los últimos tres trimestres hemos visto que el descuento de la canasta de crudo frente al Brent ha sido mucho más alto. En promedio Ecopetrol estaba ejecutando una canasta de crudo de cerca del 90% del precio promedio del Brent en el trimestre, para este trimestre tenemos un precio promedio, una canasta que está en un descuento del 78% respecto al 82% del trimestre anterior y el 87% de Septiembre. La pregunta es: ¿ustedes consideran que estos descuentos de precios frente al precio promedio se mantendrían en el futuro o deberían ajustarse hacia el promedio histórico que venía presentando Ecopetrol? Y la segunda es ya mencionaban que la tasa de impuestos durante este trimestre fue alta producto de una provisión de impuesto de renta basada en renta presuntiva y no líquida, ¿qué podríamos esperar para esa tasa efectiva de impuestos en lo que queda del año? Muchas gracias.

JUAN CARLOS ECHEVERRY - PRESIDENTE DE ECOPETROL

Gracias Cristian, Bernardo Castro le responderá la primera pregunta.

BERNARDO CASTRO – VP COMERCIAL Y DE MERCADEO

Cristian gracias, el margen de la canasta en este trimestre se ha mejorado con respecto a lo que teníamos el trimestre del año anterior en 2 dólares por barril, como resultado del fortalecimiento de los crudos pesados frente a los livianos que se presentaron en el mercado internacional. Durante este trimestre también se dio una situación coyuntural que es que se tuvieron unos volúmenes en el mercado spot con destinos básicamente a la Costa del Golfo de los EE.UU que aprovechamos por unas oportunidades con altos márgenes de refinación y logramos posicionar digamos que nuestro mercado del crudo allí en ese punto. Nosotros sin embargo continuamos con la presencia en Asia a través de ventas con contrato y lo que esperamos es estar muy activos en el mercado para posicionar nuestro crudo en donde verdaderamente nos den mejores oportunidades.

MAGDA MANOSALVA – VP CORPORATIVA DE FINANZAS

Cristian sobre su pregunta de la tasa de tributación, efectivamente a lo largo del año 2015 nosotros esperamos revertir a tasas cercanas a la tasa nominal de tributación. Como usted lo mencionó, la tasa que registrábamos al primer trimestre del año es una tasa resultado de,



digamos de la provisión de impuestos basada en renta presuntiva, pero repito esperamos revertir al orden de la tasa nominal que está por 39%.

JUAN CARLOS ECHEVERRY - PRESIDENTE DE ECOPETROL

Bueno les damos muchas gracias con esto damos por terminada nuestra conferencia telefónica nos vamos a preparar para la conferencia en inglés de manera que tenemos que parar en este momento, pero les agradecemos mucho haber participado en nuestra conferencia y pues estaremos disponibles pue cada uno de nosotros por si en adelante ustedes tiene preguntas o detalles que quieran precisar, gracias a todos.

OPERADORA

Damas y caballeros gracias por su participación de hoy esto concluye el programa y pueden desconectarse que tengan un lindo día.