



ECOPETROL

LLAMADA DE CONFERENCIA RESULTADOS CUARTO TRIMESTRE Y AÑO 2016

TRANSCRIPT

6 DE MARZO DEL 2017

Operadora: Bienvenidos a la presentación de resultados de Ecopetrol para el cuarto trimestre de 2016 y año 2016. Mi nombre es Silvia y yo seré su operadora para la llamada de hoy.

En este momento, todos los participantes se encuentran en modo de silencio. Más adelante habrá un espacio de preguntas y respuestas. Por favor, tenga en cuenta que esta conferencia está siendo grabada. A partir de este momento, le cedo la palabra a María Catalina Escobar, gerente de Finanzas Corporativas y Relacionamiento con Inversionistas.

María Catalina Escobar: Buenos días. Damos la bienvenida a todos los participantes en la llamada de conferencia de hoy en la cual discutiremos los resultados financieros y operacionales del grupo Ecopetrol para el cuarto trimestre y año 2016.

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

La llamada de conferencia será liderada por el señor Juan Carlos Echeverry, presidente de Ecopetrol. Adicionalmente, participan: Felipe Bayón, vicepresidente ejecutivo; María Fernanda Suárez, vicepresidente corporativa de Estrategia y Finanzas; Max Torres, vicepresidente de Exploración; Héctor Manosalva, vicepresidente de Desarrollo y Producción; Patricia Zuluaga, vicepresidente Comercial y de Mercadeo encargada; Luisa Lafaurie, presidente de Cenit; Tomás Hernández, vicepresidente de Refinación y Procesos; Rafael Guzmán, vicepresidente técnico; y Carlos Alberto Vargas, vicepresidente de Transformación.

Iniciaremos la presentación mostrando los principales logros del año 2016. Pasaremos luego a mostrar los hitos en cada segmento de negocio, los resultados financieros reportados bajo las Normas Internacionales de Información Financiera y finalizaremos con las perspectivas para el 2017 y una sesión de preguntas y respuestas. Cedo ahora la palabra al señor Juan Carlos Echeverry, presidente de Ecopetrol.

Juan Carlos Echeverry: Gracias, María Catalina. Damos la bienvenida a todos los que nos acompañan en esta conferencia telefónica. Los resultados de 2016 del Grupo Empresarial Ecopetrol demuestran la oportuna y efectiva respuesta de la compañía a los desafíos



impuestos por el entorno de precios y otros eventos locales. Cerramos el año con una compañía transformada, operacionalmente sostenible y financieramente robusta.

Durante el año, el Brent alcanzó los menores niveles de los últimos 12 años con un promedio de 45 dólares por barril, 16% por debajo del precio de 2015. A pesar de que los inventarios de crudo de los Estados Unidos se mantienen altos, el acuerdo de la OPEP para limitar la producción mundial de petróleo impulsó al alza los precios durante el último trimestre del año. Ecopetrol mejoró su diferencial de venta frente a Brent, de alrededor de 12 dólares por barril a cerca de 9 dólares por barril, gracias a una estrategia comercial de capturar mayor valor y a la reapertura del mercado los Estados Unidos de América.

Al volátil escenario de precios se sumaron retos importantes como la negociación del proceso de paz, el cierre de la frontera con Venezuela, el Fenómeno del Niño, la finalización de los proyectos de Reficar y Bioenergy y la aprobación de la reforma tributaria.

Vamos por favor a la siguiente lámina para revisar en detalle los logros de la excelencia operacional y financiera del año pasado.

Para el 2016, el EBITDA y el margen EBITDA alcanzaron sólidos niveles: 18 billones de pesos y 38%, respectivamente. El margen superó en tres puntos porcentuales el registrado en 2015, posicionándose como uno de los más altos de la industria de petróleo y gas a nivel mundial.

Es de resaltar que a pesar de haber tenido 43,000 barriles menos de producción y menores precios de Brent frente a 2015, el EBITDA se mantuvo estable. La producción promedio del grupo para el año superó en 3,000 barriles de petróleo equivalente por día la meta prevista, ubicándose en 718,000 barriles. Eso confirma la resiliencia de Ecopetrol a eventos como el cierre del oleoducto Caño Limón-Coveñas que redujo en 25,000 barriles diarios de menor producción por 45 días nuestra oferta. Al igual, refleja la rápida capacidad de reacción para aprobar nuevas inversiones que adicionaron producción en la segunda mitad del 2016.

No solo tuvimos un mejor resultado volumétrico, sino que cumplimos con producir de manera rentable. El EBITDA por barril del *upstream* fue de 10.5 dólares frente a una meta anunciada a principio del año de 7 dólares por barril. Y el EBITDA por barril consolidado de todos los segmentos alcanzó los 22.5 dólares por barril.

En exploración, descubrimos petróleo en el pozo Warrior en el Golfo de México, que es el quinto descubrimiento del grupo en aguas profundas.

Las 34 plantas de Reficar arrancaron. Los márgenes y las cargas de la refinería tuvieron una positiva evolución en el segundo semestre y continuarán su proceso de estabilización y optimización.

La compañía lanzó un modelo de relacionamiento con el entorno que busca la prosperidad sostenible y compartida en las zonas donde opera, así como recoger los frutos del proceso

de paz. Adicionalmente, reforzamos el compromiso con la vida y la mitigación de riesgos a todo nivel. Nuestro compromiso con la eficiencia se materializó en todos los segmentos del negocio. Los ahorros acumulados del año ascendieron a 2.2 billones de pesos, superando la meta propuesta para el año de 1.6 billones de pesos. Estas eficiencias permitieron compensar el impacto negativo de los menores precios del crudo sobre las reservas de la compañía que se reportaron en 1,598 millones de barriles para 2016.

Finalmente, el sólido desempeño operativo se reflejó en una robusta posición de caja de 14 billones de pesos al finalizar 2016, un menor apalancamiento financiero y una calificación sostenida en grado de inversión. La utilidad neta fue de 1.6 billones de pesos, versus la pérdida registrada en 2015 de casi 4 billones de pesos.

Estos logros son el reflejo de una profunda transformación de las cerca de 9,000 personas de Ecopetrol y sus procesos y disciplina, y el compromiso de todos con la excelencia operacional y financiera necesarias para el crecimiento sostenido de Ecopetrol.

Ahora paso las palabras a María Fernanda, quien les hablará de las principales palancas del plan de transformación.

María Fernanda Suárez: Muchas gracias, Juan Carlos. Durante el cuarto trimestre del año, mantuvimos el estricto seguimiento a la estrategia de eficiencia implementada por la empresa, incorporando en este periodo optimizaciones estructurales de 650,000 millones de pesos para un total de 2.2 billones de pesos durante el 2016. De esta forma, las eficiencias estructurales acumuladas entre los años 2015 y 2016 han sido de 4.3 billones de pesos. De esto se destaca la palanca de dilución de crudos pesados que ha contribuido con un 24% del total de las eficiencias.

El resultado de estas eficiencias ha tenido un efecto positivo en el desempeño de los indicadores operacionales de mayor impacto en cada área de negocios de la empresa, que conjuntamente con mejoras a los procesos se convierten en eficiencias estructurales.

Un ejemplo de ello son los indicadores de costos operativos del *upstream*, cuyas mejoras están entre el 10 y el 25%. En cuanto al Capex del segmento, el costo por pie perforado se ha mejorado en un 44% respecto del 2014.

Para finalizar, en el 2017, Ecopetrol se enfocará en asegurar la sostenibilidad de las eficiencias logradas al 2016, así como incorporar eficiencias estructurales adicionales. Con esto, paso la palabra a Rafael Guzmán, quien comentará sobre los resultados de producción.

Rafael Guzmán: En materia de producción, 2016 fue un año de retos en el que logramos superar la meta con una producción promedio para el año de 718,000 barriles de petróleo equivalente al día, es decir, 3,000 barriles al día por encima de la meta del año.

Un hito importante fue el recibo y operación con continuidad exitosa de los campos Rubiales y Cusiana en el segundo semestre. Con estos campos, Ecopetrol ahora opera directamente más de 500,000 barriles de petróleo equivalente al día.

No obstante una caída del precio del crudo adicional de cerca de 20%, comparando los años 2015 con 16, la producción descendió tan solo 6% respecto a la producción promedio del año anterior. La menor producción está explicada principalmente por los efectos de la desaceleración de las inversiones durante el primer semestre del año.

Con la recuperación del precio en la segunda mitad del año, se aprobaron y desarrollaron inversiones adicionales que permitieron reducir la declinación de algunos de los activos y mejorar la producción en los dos últimos trimestres del año en comparación con el segundo trimestre en cerca de 20,000 barriles de petróleo equivalente por día.

Iniciando el segundo semestre del año, Ecopetrol América comenzó la producción del campo Gunflint, lo que apalancó un crecimiento de producción desde 3,500 a más de 11,000 barriles de petróleo equivalente por día para la filial. Activos importantes como Castilla y Chichimene lograron mantener su producción durante el año con una limitada inversión.

En temas de optimización y eficiencia, fue un año muy positivo en el que continuamos la materialización de los ahorros del programa de transformación que la compañía emprendió desde el año anterior, tal como lo mencionó Carlos. Como muestra de estos avances, destacamos la reducción de nuestro costo de levantamiento en cerca de un 12% con relación al año 2015, apalancado en la reducción de costos de mantenimiento del subsuelo, energía, tratamiento de fluidos y mantenimiento de superficies.

En este mismo sentido, los componentes de dilución y transporte han concentrado el mayor aporte en materia de ahorros en nuestros costos de operación. Al cierre del año, se acumuló una reducción del 17% en nuestro costo de dilución con relación a los costos del año 2014. Un 9% de esta reducción se logró en el 2016 a través de una disminución del 2% en nuestro factor de dilución, representando ahorros por más de 215 millones de dólares para el periodo.

En total, para el año 2016, logramos un ahorro en costos operativos superior a los 380 millones de dólares.

Durante el 2016, también continuamos trabajando en la optimización de nuestros costos de desarrollo. En esa línea, se mantiene la reducción en el costo y duración de las perforaciones. Para el año 2016, alcanzamos niveles récord en días de perforación en nuestros activos Castilla y Chichimene, donde la reducción superó el 40% con relación a los niveles del 2014.

El activo Rubiales, recién incorporado como operación directa, también se ha beneficiado de la aplicación de nueva tecnología y los procesos de perforación mejorados que se han venido implementando, y registró una reducción en los tiempos de perforación cercana al 23%.

Ahora es momento de hablar de nuestro avance en el programa de recobro. Durante el periodo 2014-2016, se logró la adición de más de 1,200 millones de barriles en recursos contingentes. Los pilotos nos han permitido el desarrollo de competencias tecnológicas

importantes en los diferentes tipos de recobro, principalmente inyección de agua, agua mejorada con polímero e inyección de vapor. El precio de equilibrio de las expansiones ha disminuido en más del 10% a través de la incorporación de las optimizaciones en costos operacionales y de desarrollo.

El año 2017 será importante para los programas, debido a que se dará inicio a la primera fase de expansión del proyecto de recobro mejorado en Chichimene. También, a finales del año, estaremos iniciando la ejecución del proyecto de expansión Monserrate de agua mejorada en el campo Tina.

Para finalizar, hablemos del tema de reservas. Al cierre de 2016, las reservas probadas netas de Ecopetrol fueron 1,598 millones de barriles de petróleo equivalente, es decir, 14% menos a los 1,849 millones de barriles de petróleo equivalente registrados al cierre de 2015. Estimamos que el efecto precio ocasionó el mayor impacto negativo sobre las reservas probadas, equivalentes a 202 millones de barriles de petróleo equivalente.

En 2016, el precio SEC utilizado para la valoración tuvo una disminución del 20% frente al 2015, pasando de 55 dólares por barril Brent a 44 dólares por barril Brent, y de 56% frente al 2014, donde se registró un precio de 102 dólares por barril Brent. Este efecto fue contrarrestado en gran parte por una adición de 186 millones de barriles de petróleo equivalente atribuibles a las continuas optimizaciones de costos operativos, mayores eficiencias, nuevos proyectos de perforación como el planeado en los campos Palgua-Caipal y extensiones del área aprobada en campos como Castilla, Rubiales y Chichimene, entre otros.

Campos operados directamente por Ecopetrol como Rubiales y Chichimene presentaron revisiones positivas de las reservas debido a buenos desempeños en producción y optimizaciones de sus condiciones, entre otros.

El índice de reemplazo de reservas, sin incluir el efecto precio, fue de 79%. Al incluir el factor precio, el índice de reemplazo de reservas se ubica en -7%. Con estos resultados, nuestra vida promedio de reservas se ubica en 6.8 años. El 95% de las reservas probadas son propiedad de Ecopetrol S.A., mientras que Hocol, Ecopetrol América y la participación en Equión y Savia Perú contribuyeron con el 5%.

Ahora cedo la palabra a Max Torres, quien comentará los resultados de exploración.

Max Torres: Gracias, Rafael. En el cuarto trimestre, Ecopetrol perforó los pozos Boranda y Chimú1 ST1. Boranda bloque Playón, en asociación con Parex, quien es el operador, con una participación de Ecopetrol del 50%. Este pozo, al terminar la vigencia, se encontraba en operaciones de completación. Por otra parte, el pozo Chimú1 ST1, ubicado en el bloque Caño Sur y operado 100% por Ecopetrol, alcanzando a llegar a TD antes de finalizar el año, fue declarado taponado y abandonado.

La filial Hocol perforó los siguientes pozos: Bullerengue Sur en el bloque SSJN1, operado por Lewis con una participación del 50% y 50% Hocol. Este pozo fue exitoso; el pozo Pegaso, en el bloque CPO 16 con una participación 100% Hocol, llegó a TD en el mes de

diciembre y cuyo resultado aún se encuentra en evaluación; el pozo Payero 1, operado por Equión en el bloque Niscota en el Pie de Monte Llanero: Hocol 20%, total 50% y Repsol 30% en las participaciones, fue declarado taponado y abandonado.

Por su parte, Ecopetrol América perforó el pozo Warrior localizado en el área Green Canyon en el Golfo de México, Estados Unidos. Las operaciones de perforación se iniciaron en agosto y terminaron en noviembre. Las participaciones en este pozo son: Ecopetrol América con un 20%, JX Nippon Oil & Gas Exploration con un 15% y el operador Anadarko Petroleum Corporation con 65%. Este pozo comprobó presencia de hidrocarburos y si bien es considerado como exitoso con pay en varios horizontes, el pozo fue taponado y abandonado temporalmente hasta que se desarrollen las facilidades de producción.

Al finalizar el 2016, se encontraban en perforación dos proyectos *offshore* en el Caribe colombiano: los pozos Purple Angel 1, que es un pozo delimitador del cubrimiento Kronos del 2015; y el pozo Gorgon 1 que es un pozo exploratorio, los dos operados por Anadarko con el 50% y en los que Ecopetrol tiene el 50% restante. Estos dos proyectos permitirán tener mayor certeza del potencial del Caribe colombiano.

Por otra parte, la ejecución sísmica en el cuarto trimestre corresponde al programa IDSN1 que es una sísmica 3D operada por Hocol, la cual registró 81 kilómetros cuadrados de sísmica en el valle inferior Magdalena. Ahora le paso la palabra a Luisa Lafaurie, quien comentará sobre los resultados de *midstream*.

Luisa Lafaurie: Gracias, Max. Buenos días. Durante el 2016 avanzamos de manera exitosa en dos frentes importantes para el negocio del *midstream*. Por un lado, continuamos con el proceso de optimización en los costos de transporte manteniendo nuestra generación de caja para el grupo empresarial. Por el otro, particularmente en el último trimestre del año, nos concentramos en el avance del progreso de integración operativa del segmento con el fin de lograr una planeación más eficiente de la operación y el mantenimiento de nuestra infraestructura. Ambos frentes continúan siendo nuestra prioridad en el año 2017.

Desde la perspectiva operativa, durante el año 2016, el volumen total transportado se redujo en 102,000 barriles por día equivalente a un 8.3% en comparación con el año anterior, llegando a 1,130,000 barriles por día. El transporte de crudos por oleoducto se redujo durante el año 2016 en 11.3% frente al año 2015, debido principalmente a la caída en los volúmenes nominados por los remitentes en los sistemas de transporte.

Del total transportado en oleoductos, aproximadamente 68% correspondió a producto propiedad de Ecopetrol. Por su parte, el volumen transportado por poliductos en el año 2016 tuvo un incremento del 3.7% en comparación con el año 2015, debido fundamentalmente a una mayor utilización del sistema Galán-Sebastopol para la atención de la demanda de combustible en el interior del país. Aproximadamente 20% de los volúmenes transportados por poliductos correspondió a productos propiedad de Ecopetrol.

Con respecto a los proyectos en curso, quisiera resaltar que continuamos con las actividades asociadas al transporte de crudos de mayor viscosidad hacia el puerto de Coveñas. En ese

sentido, durante el 2016, logramos transportar por los sistemas de Cenit y sus filiales a viscosidades superiores a 300 centistokes.

También avanzamos de manera importante en las adecuaciones a nuestra infraestructura para el transporte a 600 centistokes desde los Llanos hasta Coveñas de manera continua, así como las inversiones para poner en operación la primera central de mezclas en Coveñas, lo que nos permitirá entregar a nuestros clientes crudos en calidades específicas y homogéneas generando valor tanto a los crudos de exportación como a las dietas de la refinería. Ambas iniciativas deberán estar 100% operativas durante el segundo trimestre del año 2017.

Con relación al proyecto San Fernando-Monterrey, terminamos la construcción de la estación San Fernando y de los sistemas de oleoducto que conectan las estaciones de Castilla, Chichimene, San Fernando y Apiay. Durante el primer trimestre, esperamos iniciar el llenado de líneas y tanques.

De igual manera, el proyecto P135 de ampliación del sistema Ocesa continuó con su avance. El 29 de diciembre de 2016 se declaró la compleción del proyecto. A la fecha, se están realizando los trámites respectivos ante el Ministerio de Minas y Energía para la expedición del acto de inicio de operaciones.

Finalmente, quisiera referirme a los resultados financieros del segmento de transporte que fueron muy positivos, debido principalmente a importantes reducciones de costos en nuestra operación y mantenimiento que permitieron ahorrar aproximadamente 410,000 millones de pesos frente al 2015.

Con esto, paso la palabra a Tomás Hernández, quien comentará sobre los resultados del *downstream*.

Tomás Hernández: Gracias, Luisa. Durante el cuarto trimestre de 2016, la refinería de Cartagena avanzó en la etapa de estabilización y prueba de desempeño. 21 de las 34 unidades completaron sus pruebas, alcanzando un 62% de avance. Este proceso de estabilización y pruebas de desempeño se extenderá hasta el tercer trimestre del año 2017, cuando se complete la prueba de desempeño global de la refinería.

A lo largo del año 2016, la refinería de Cartagena fue incrementando gradualmente su carga alcanzando un promedio de 109,000 barriles por día, en el periodo de arranque, entre enero y julio. Ya en la fase de estabilización y prueba de desempeño entre los meses de agosto y diciembre, la refinería alcanzó una carga promedio de 128,000 barriles por día destacándose el mes de diciembre que registró una carga promedio de 144,000 barriles por día, el promedio mensual más alto desde el inicio de su operación. Una vez finalice la etapa de estabilización y prueba de desempeño, la refinería tendrá una operación a niveles óptimos de carga.

En términos de producción, también hemos tenido un crecimiento gradual, como lo indican los rendimientos de gasolina y destilados medios. En estos últimos, pasamos de un promedio de 36% al 45% entre la etapa de arranque y estabilización del 2016.

En cuanto al margen bruto de refinación, la refinería empezó con un promedio cercano a los 3 dólares por barril en el arranque, alcanzando valores promedio entre 8 y 9 y un pico de 10.5 dólares por barril en el periodo de estabilización, con la expectativa de que en el año 2017 el margen se encuentre en línea con la tendencia del mercado para refinерías de alta complejidad.

Por su parte, en la refinería de Barrancabermeja, el margen bruto de refinación en el último trimestre de 2016 disminuyó a 14.8 dólares por barril frente a un resultado de 15 dólares por barril en el mismo periodo del año 2015, debido principalmente a una dieta más costosa en línea con el incremento en el precio internacional del crudo. Al cierre del año 2016, el margen fue de 14 dólares por barril, 2.8 dólares inferior al resultado del año 2015, principalmente por efecto de los menores diferenciales de los precios de los productos frente al crudo. Este impacto de los diferenciales fue mitigado por mayores rendimientos de destilados medios y menor producción de *fuel oil*.

Gracias a la implementación de innovadoras mejoras en los esquemas operacionales, tales como la conversión tecnológica de una unidad de hidrotreatmento a una de hidrocraqueo medio. Adicionalmente, se presentó la producción histórica más alta de polietileno, 55,600 toneladas año. La carga de crudo de la refinería de Barrancabermeja en 2016 fue de 213,000 barriles por día y disminuyó en cerca de 8,800 barriles por día frente a los procesados en 2015, por efecto de la mayor composición de crudos pesados en la dieta de crudos procesada y del mantenimiento programado de una unidad de crudo en el último trimestre de 2016.

Ahora, le cedo la palabra a María Fernanda Suárez, quien comentará sobre los resultados financieros del periodo.

María Fernanda Suárez: Gracias, Tomás. Buenos días a todos. Las sólidas cifras financieras que hoy presenta Ecopetrol son producto del esfuerzo por fortalecer la caja, lograr eficiencias estructurales y mantener la disciplina de capital.

El precio del crudo Brent estuvo en promedio 16% más bajo que en el 2015. Como respuesta a este entorno, las inversiones tuvieron que reducirse en más de un 60%. Esto condujo a una disminución de 43,000 barriles por día equivalente en la producción. Incluso con una disminución del 8% en los ingresos, el grupo Ecopetrol logró revertir los números rojos reportados en 2015 y se ubica dentro del selecto grupo de compañías que logró utilidad neta para el cierre del 2016.

La compañía registró una utilidad neta de 1.6 billones de pesos, mantuvo su EBITDA en 18 billones de pesos y cerró el año con más de 14 billones de pesos disponibles en su caja. Por su parte, el margen EBITDA aumentó 3% alcanzando un margen EBITDA de 38% para el 2016. Al comparar este margen con otras compañías del sector, se destaca que es uno de los más altos de la industria.

Nuestro compromiso con un menor apalancamiento se reflejó en métricas de endeudamiento que superaron la expectativa inicial al lograr un indicador de deuda bruta

EBITDA de tres veces. Por su parte, el indicador de deuda neta a EBITDA mejora significativamente frente al 2015, pasando de 2.6 veces a 2.2 veces.

Vamos por favor a la siguiente lámina para ver la evolución de la utilidad neta entre 2015 y 2016. En el año 2015, la compañía reportó una pérdida neta de cerca de 4 billones, ocasionada principalmente por las perspectivas de precio y su efecto sobre los *impairments*, así como el efecto negativo de la devaluación.

Al cierre de 2016, Ecopetrol logró revertir la pérdida y generar una utilidad neta de 1.6 billones de pesos. Este positivo cambio fue posible por: en primer lugar, mientras los ingresos disminuyeron cerca de 4.4 billones de pesos, los costos y gastos disminuyeron en 4.6 billones de pesos. Lograr compensar con disminución de costos la caída de ingresos demuestra la efectiva gestión de reducción de costos, austeridad y mayor eficiencia a lo largo de todos los segmentos del negocio.

Sin considerar la depreciación, los costos fijos y variables se redujeron en 12%; los fijos, como resultado de las optimizaciones principalmente en servicios contratados y mantenimientos; los variables, por el menor valor de las compras de hidrocarburos y la reducción en el uso de carrotanques.

La segunda palanca fue la reducción de 18% en los gastos operativos, principalmente como resultado de un menor gasto por pozos secos y del decrecimiento de la actividad sísmica, consistentes con la menor inversión en 2016.

Por otra parte, la depreciación se incrementó 12%, equivalente a un aumento de cerca de 800,000 millones de pesos asociados a la activación de Reficar y el campo Gunflint de Ecopetrol América. De manera general, se observan los costos y gastos del cuarto trimestre la estacionalidad que habíamos anticipado en trimestres anteriores.

Finalmente, una reducción neta del 87% en los gastos de *impairment* como consecuencia de una mejor expectativa de precios del petróleo y los *impairments* registrados en 2016 afectaron principalmente al segmento del *downstream*.

Con la cobertura contable de flujo de efectivo realizada en 2015 y de inversión neta realizada en 2016, logramos reducir el impacto de la diferencia en cambio en el estado de resultados, la cual generó una ganancia de 968,000 millones de pesos en 2016 frente a una pérdida de 1.9 billones de pesos en 2015.

Aunque el grupo muestra un mayor gasto financiero por el crecimiento de su deuda durante el año y el reconocimiento en el gasto de los intereses de los créditos de Reficar, el resultado financiero neto permanece estable.

Adicionalmente, durante el trimestre, registramos un ingreso financiero extraordinario generado por el resultado favorable a Ecopetrol de la resolución de una controversia legal. Este registro asciende a 689,000 millones de pesos antes de impuestos con impacto en el PyG y en la caja.

La provisión de impuesto de renta llegó a 4.7 billones de pesos, lo que equivale a una tasa efectiva de renta del 66%. Esto se explica por varias razones: en primer lugar, por la mayor utilidad antes de impuestos e *impairments* frente al 2015, utilidad sobre la cual, en el 2016, hay un aumento en la tasa de renta de 39% a 40%. Por otro lado, el efecto de un menor impuesto diferido a favor como resultado de menores *impairments*. Por último, el efecto al impuesto diferido de la utilidad por diferencia en cambio frente a la pérdida por diferencia en cambio registrada durante el 2015.

Finalmente, la utilidad neta atribuible a los accionistas de la compañía ascendió a 1.6 billones de pesos, 5.6 billones de pesos más que en 2015. La utilidad neta antes de *impairments* equivaldría a 2.4 billones de pesos.

Vamos por favor a la siguiente lámina para ver el comportamiento financiero de los segmentos del grupo empresarial. El éxito de las medidas de eficiencia y ahorro en el marco del plan de transformación se refleja en los mejores resultados de segmentos y en niveles estables de EBITDA. Exploración y producción mantuvo niveles de EBITDA de 8 billones de pesos gracias a las eficiencias estructurales en costo de levantamiento, dilución y uso eficiente el transporte. Su margen EBITDA mejoró 3.5% frente al 2015, incluso con menor producción y menores precios.

Por su parte, el segmento de refinación y petroquímica logró sostener su EBITDA en aproximadamente 2 billones de pesos, muy cercano a los niveles de 2015, a pesar de los mayores costos asociados a la entrada en operación de Reficar y a menores márgenes en el mercado de refinados, su margen EBITDA estuvo por encima del 7%.

El segmento de transporte continuó siendo un importante generador de caja para el grupo empresarial manteniendo su EBITDA en casi 8 billones de pesos y mejorando su margen EBITDA en más de 2%. Lo anterior, gracias a los ahorros y optimizaciones en costos que le permitieron mitigar el impacto del menor volumen de crudo transportado dada la caída en la producción del país.

Revisemos ahora el flujo de caja del grupo empresarial. El Grupo Empresarial Ecopetrol cierra el 2016 con una sólida posición de caja de más de 14 billones de pesos que refleja las reducciones de costos y gastos alcanzados durante el año, las desinversiones realizadas y los menores niveles de inversión y deuda.

El grupo generó con su operación 17 billones de pesos, destacándose la mejora en el capital de trabajo. La inversión de capital fue de 5.8 billones de pesos, 62% menos que en 2015, consistente con los recortes de inversión anunciados durante el 2016. De manera puntual, las desinversiones y la recuperación de los recursos de la controversia legal aportaron antes de impuestos cerca de 1.7 billones de pesos a la caja.

El flujo de las actividades de inversión incluye una salida de efectivo por 5.5 billones de pesos que corresponde a la colocación de los excedentes de liquidez en inversiones líquidas mayores de 90 días. Por su parte, el flujo de actividades de financiación muestra un menor crecimiento del endeudamiento, fruto de nuestro compromiso con la sostenibilidad financiera de Ecopetrol.

El saldo de efectivo y equivalentes al cierre del año, junto con otros activos financieros de fácil realización, nos permite tener una caja disponible de más de 14 billones, lo que fortalece el balance y posición financiera del grupo empresarial, un paso fundamental para poder evaluar opciones de crecimiento inorgánico que puedan mejorar el balance de reservas de Ecopetrol.

Los resultados financieros resumen los logros de un equipo comprometido con superar las metas, un grupo empresarial que se fortaleció ante el retador entorno de precios. Estamos preparados para aprovechar las oportunidades de crecimiento rentable, para lo cual será esencial mantener las eficiencias ya logradas, la disciplina de capital y el foco en exploración y producción.

Paso ahora la palabra al presidente para cerrar nuestra presentación con las perspectivas para el 2017.

Juan Carlos Echeverry: Gracias, María Fernanda. Adicionar reservas y mantener el ritmo de producción son el foco de la compañía para el 2017. La inversión en exploración será más del doble de la realizada en 2016 y se enfocará en zonas de alta prospectividad. Esto se verá reflejado en un total de 17 pozos exploratorios a ser perforados en 2017 versus siete en el año pasado.

El recobro mejorado seguirá apalancando la adición de reservas en campos maduros. La posición de caja nos permite abordar oportunidades de crecimiento inorgánico. Mantendremos niveles adecuados de liquidez y permaneceremos en un rango de apalancamiento de 2.5 a 3 veces en deuda bruta a EBITDA.

La fase de transformación de Ecopetrol que hemos denominado la Nueva Frontera se enfocará en abrir nuevos mercados, planificar de forma plurianual el desarrollo de los campos, mejorar el retorno de los activos, atraer y retener el mejor talento humano y comprometernos con la integridad y el entorno donde operamos.

Finalizaremos la etapa de estabilización de Reficar y ejecutaremos la prueba de desempeño global durante el segundo semestre de 2017. La calidad y consistencia de los crudos son importantes palancas de valor para el grupo empresarial. Comercializaremos crudos que responden a las necesidades del cliente y tendremos una nueva facilidad de mezclas en Coveñas.

Ecopetrol respondió una vez más a los retos impuestos por el entorno y a su compromiso con la excelencia operacional y financiera. El futuro es alentador. El plan de negocios 20-20 es nuestra carta de navegación para asegurar un crecimiento rentable y generar valor para los accionistas de la compañía.

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

Operadora: Gracias. A partir de este momento, comenzará la sesión de preguntas. Si tiene alguna pregunta, por favor presione * 1 en su teléfono. Si desea retirarse de la lista de

espera, por favor visite la tecla #. Recuerde, si usted tiene una pregunta, por favor presione * 1.

Tenemos a Federico Pérez en línea con una pregunta.

Federico Pérez: Buenos días a todos. Gracias por la presentación. Yo tengo varias preguntas que les quisiera hacer. La primera es en cuanto al diferencial en los precios de la canasta de productos que veo que disminuyó 3.7 dólares frente al mismo del año anterior. ¿Será que nos pueden dar de pronto un poco más de color sobre este diferencial y cómo esperan que se comporte de aquí en adelante? Esa sería la primera pregunta.

La segunda tiene que ver con el campo Rubiales. Veo que la producción durante el trimestre cayó 10,000 barriles aproximadamente y quisiera, si me pueden dar de pronto un poco más detalle. ¿Esto se debe a un mayor corte de agua, cómo van los pozos que piensan hacer de desarrollo en el campo y cómo este campo Rubiales impactó las reservas que la compañía reportó en el 2016? Más o menos si nos pueden decir el retorno del campo Rubiales en cuántos barriles benefició las reservas.

Y por último, debido a la caída en la vida de reservas de la compañía que vimos en el reporte de reservas, quisiera saber si de pronto han pensado en incrementar el Capex de exploración para poder de pronto incrementar las reservas en los próximos años. Muchas gracias.

Juan Carlos Echeverry: Federico, buenos días. Muchas gracias por las preguntas. Empiezo por la última. Con respecto al Capex de exploración, el año pasado desplegamos un Capex cercano a 250 millones de dólares que por supuesto es subóptimo y respondía simplemente a las necesidades de ajuste de caja del año pasado. Este año esperamos desplegar 650 millones de dólares.

Como lo dijimos anteriormente, vamos a perforar cerca de 17 pozos, 5 en el *offshore* colombiano, 1 en el *offshore* en el golfo de México y 11 en el *onshore* colombiano, de manera que es un salto considerable frente al año pasado. El año pasado tuvimos una tasa de éxito superior al 30%; si este año mantenemos esa tasa de éxito, pues esperamos tener buenos resultados a final de año.

Para el diferencial de precios, está Patricia Zuluaga, vicepresidente de Comercialización, y para el tema de Rubiales está Rafael Guzmán, vicepresidente técnico.

Patricia Zuluaga: Sí, básicamente la reducción que se menciona en el precio del diferencial canasta contra Brent, corresponde a una caída en los diferenciales o indicadores internacionales de gasolina y de diésel con relación al Brent también.

Es importante mencionar que en cuanto a la canasta de crudos hubo una valoración cercana a 30 centavos versus Brent en el año 2016. Para el 2017, esperamos márgenes de refinación saludables y la estabilización de la refinería de Cartagena con lo cual los márgenes de productos esperamos sean más fuertes que los del 16.

Rafael Guzmán: Federico, buenos días. Rafael Guzmán. Efectivamente, tal como usted lo mencionó, tuvimos una disminución de producción entre el tercer y cuarto trimestre del campo Rubiales. Esto no se debió a un incremento inesperado del corte de agua, sino a algunos problemas operacionales que tuvimos, algo muy puntual, y que fueron superados en el campo.

En cuanto a la reserva de Rubiales, al tomar nosotros la operación de Rubiales, no es que hayamos incrementado nuestras reservas porque esas reservas ya estaban tenidas en cuenta porque era parte del plan. Durante el 2016 sí tuvimos revisiones positivas en el campo y esto se debe principalmente al mejor comportamiento de la producción y al reinicio de la perforación que tuvimos.

Federico Pérez: Perfecto. Muchísimas gracias. De pronto una última que me quedó y fue que ya mencionaron, pero no alcancé a escuchar bien en la presentación, tuvieron ustedes un ingreso extraordinario por 689,000 millones por una reversión de un problema que habían tenido. ¿Será que me pueden de pronto confirmar este ingreso a que se debió? Muchas gracias.

Juan Carlos Echeverry: Sí, Federico. Hace más de 20 años se había hecho una provisión en un litigio que se tenía sobre el campo Cusiana. Esa provisión estaba ahí esperando a que hubiera una resolución del tema judicial. El tema judicial se resolvió favorablemente para Ecopetrol el año pasado y esa provisión que supera los 700,000 millones de pesos retornó a la empresa y entró a formar parte del resultado al año pasado.

Federico Pérez: Perfecto, doctor. Muchas gracias a todos.

Operadora: Tenemos A Juan Chipatecua de Porvenir.

Juan Chipatecua: Buenos días. Muchas gracias por atender mis preguntas, básicamente son tres. La primera pregunta es si nos pueden dar un poco más de luz en cuanto a las posibilidades de crecimiento inorgánico que se les abrieron por la mayor caja que tienen. La segunda pregunta es preguntarles por el factor de utilización actual que tienen en Reficar y qué factor de utilización se esperaría llegar cuando ya la planta esté en completa operación. Y la tercera pregunta es si nos pueden dar un poco de luz sobre perspectivas que tienen en ventas de gas natural para el presente año. Muchas gracias.

Juan Carlos Echeverry: Juan, muchas gracias. Con respecto a crecimiento inorgánico, la verdad es que Ecopetrol ha tenido una presencia subóptima en M&A frente a las demás petroleras del mundo. Es normal que una petrolera esté tanto vendiendo o haciendo farmouts de activos. El año pasado usted sabe que logramos vender seis activos por valor de 53 millones de dólares, pero también comprando activos y reservas.

Este año, dada la sólida posición de caja con la que acabamos el 2016, esperamos estar bastante activos en ese mercado. No tenemos afán, pero también tenemos que aprovechar el momentum en este momento, los precios internacionales, de manera que la Junta Directiva ya nos aprobó una estrategia en la cual debemos desplegar parte de la caja que tenemos hoy, por supuesto manteniendo una caja muy sólida para las operaciones, pero como hemos

dicho, acabamos el año pasado con 14 billones de pesos, muy por encima de lo que teníamos proyectado y tenemos los recursos.

La idea es, ustedes lo saben, ser una empresa crecientemente panamericana, de manera que estaremos explorando, analizando posibilidades en otras geografías, en otras cuencas.

Nosotros tenemos una exposición en petróleos pesados que queremos balancear con petróleos livianos, tenemos una exposición en gas que es también baja frente a lo que son la exposición de gas de compañías petroleras del tamaño de Ecopetrol, de manera que también gas es interesante. Y diversificar el portafolio. De manera que esa es la meta fundamental, portafolio, portafolio de más calidad, un portafolio que nos permita darle sustento al tema de reservas. En reservas, por supuesto, estaremos atacando el tema de exploración por un lado, el tema de recobro mejorado, pero estamos haciendo el anuncio que estaremos también en el frente de crecimiento inorgánico de forma activa.

Sobre el tema de Reficar, Tomás Hernández, vicepresidente de Refinación.

Tomás Hernández: Buenos días, Juan. Tomás Hernández. Bueno, el factor de utilización de Reficar se puede dividir en dos periodos, ¿verdad? En el periodo de arranque tuvimos un factor de utilización de 72.6% y en la etapa de estabilización en el 2016 tuvimos un 86% de utilización.

La primera parte del año fue caracterizada por una secuencia de arranques paulatinamente aumentando carga y ahora estamos en el periodo de estabilización viendo este factor de utilización. Y la idea es continuar aumentando la carga y el factor de utilización a través del año a medida que terminamos las pruebas de desempeño y el periodo de estabilización hacia el tercer trimestre de 2017 con la prueba de desempeño.

Felipe Bayón: Juan, buenos días. Felipe Bayón, vicepresidente ejecutivo, para hablar sobre el tema de gas natural para el 2017. Ecopetrol es un jugador bien importante en el mercado de la producción de gas en el país, en el mercado en el centro del país y en el mercado de la costa. Y en ese sentido, pues nosotros tenemos, para el 2017, la visión de seguir siendo ese jugador importante en el país y seguir suministrando el gas para los diferentes sectores: industrial, residencial, GNV y algunos otros que tenemos en el mercado.

Entonces, en ese sentido, pues nosotros seguir con la producción de gas trabajando fuertemente con las transportadoras para optimizar los sistemas de transporte y poder, en el caso del mercado central del país, poder poner un volumen adicional de gas en el mercado. Inclusive, tenemos otras oportunidades como la potencial importación de gas de Venezuela hacia finales de año. Entonces, en ese sentido, nosotros seguimos con un respaldo muy fuerte al suministro de gas para el país.

Complementar esto con el tema exploratorio, ya el presidente lo manifestaba en sus comentarios, en términos de la búsqueda proactiva para comprobar el potencial que tenemos de gas costa afuera o en el *offshore*, que será el gas de los años futuros.

Y quería también simplemente complementar el tema del crecimiento inorgánico, como bien lo decía el presidente Echeverry, es un tema que estamos analizando en muchísimo detalle, pero es un tema en el cual no tenemos ningún afán, es un tema que queremos hacer bien, ver eventualmente de esas opciones que hay en el mercado cuáles serían opciones en las cuales complementaríamos muy bien el grupo empresarial. Entonces sí dejarles ese mensaje que es una oportunidad, tenemos la caja y una situación financiera muy saludable, pero lo vamos a hacer con tranquilidad y de una manera muy responsable.

Juan Chipatecua: Muchas gracias. Contrapreguntado una última cosa en cuanto al tema del crecimiento inorgánico, pues entiendo que no hay afán en cuanto al despliegue de ese plan, ¿hay más o menos alguna magnitud sobre la cantidad que aprobó la Junta Directiva para desplegar el plan de la caja?

Juan Carlos Echeverry: Sí, Juan, gracias. Pues precisamente en este momento estamos analizando nuestras opciones. No hay una definición. En su momento, cuando estas definiciones se lleven a los diferentes estadios de aprobación, pues serán comunicadas a ustedes y al mercado, pero nuevamente, es un tema que queremos hacer de manera muy responsable y queremos hacer con tranquilidad y no hay una magnitud específica o una cifra específica para reportar.

Juan Chipatecua: Listo. Muchísimas gracias.

Operadora: Tenemos a Juan Sánchez, de Credicorp Capital.

Juan Sánchez: Sí, buenos días a todos. Mi pregunta estaba más por el lado de los costos, que vimos un incremento significativo trimestre a trimestre. Las cifras que vemos es que del cuarto trimestre en comparación con el tercer trimestre crecieron 11.1%. Quisiera conocer un poco más de detalle y quisiera también un poco como más color sobre el *guidance* de la compañía en términos de la disciplina de caja y protección de caja en un momento donde vemos que nos dicen que ya estarían interesados en hacer adquisiciones y tener crecimiento inorgánico, también en contexto con el dividendo, y si en ese sentido se podría esperar que continúen las desinversiones de algunas otras compañías. Muchas gracias.

María Fernanda Suárez: Juan, buenos días. Muchas gracias por tu pregunta. Habla María Fernanda Suárez. Respecto a los costos y el incremento que ves del cuarto Q respecto al tercer Q, es un poco el resultado de lo que les habíamos anticipado en llamadas anteriores.

Aquí ocurren dos cosas: la compañía tiene una estacionalidad en donde típicamente hay más ejecución de actividad en el último trimestre del año y el 2016 fue especialmente marcado por este fenómeno dado que en el primer trimestre del año pasado los precios estaban en un nivel muy bajo y eso hizo que la compañía estuviera muy cautelosa de la actividad que iba a emprender y esto todo hizo que hubiera una parte importante en la actividad que se realizara durante el último trimestre del año.

A eso, y siempre que analicen las cifras, es importante tener en cuenta la entrada de Rubiales. La entrada de Rubiales a la compañía tiene efectos importantes en gastos como

energía y en gastos como regalías, así que eso es importante que lo tengan en cuenta al elaborar sus análisis cuando comparen el cuarto Q del 2015 con el cuarto Q del 2016.

La última pregunta que tú hiciste es decisiones de venta de compañías, ¿cómo encajan con mayor caja de la compañía? Yo te diría que nuestro plan de desinversiones sigue en marcha, nuestro plan de desinversiones sigue en marcha sobre todo porque el plan es que tenemos un foco en el *upstream* en exploración y producción.

Este año es muy importante decir que frente al año pasado, nosotros en el año pasado tuvimos inversiones por 2,500 millones de dólares y este año esperamos tener por 3,500 millones de dólares, pero sobre todo, el foco va a ser en el *upstream*. El 80% de este dinero va a ser invertido en exploración y producción frente al 50% que fue invertido el año pasado. Así que nuestros planes de desinversiones continúan como habían sido anunciados anteriormente.

Juan Sánchez: Okay. Solamente como para tener un poco más de color sobre la pregunta, sino que veo que ya en términos de caja y con los anuncios de posibles incursiones en crecimiento no operativo, podría inferir uno que tal vez la política de protección de caja que se había venido anunciando en trimestres anteriores no está teniendo luego este trimestre como tanta relevancia. Si nos pueden contar un poquito del tema.

María Fernanda Suárez: Pues no. Yo te diría varias cosas: lo primero, la disciplina de capital, la protección de la caja sigue siendo un pilar fundamental y el hecho de que en este momento tengamos una posición de caja fuerte no significa bajo ninguna situación que vamos a relajar esa política.

Lo que ves tú en los resultados del año completo es el efecto completo de los costos que habíamos previsto en donde superamos las metas que nos habíamos previsto. Lo que pasa es que hay un tema de estacionalidad de trimestre frente a trimestre, pero bajo ninguna circunstancia hemos relajado el tema de disciplina de capital o protección de la caja, que es uno de los pilares fundamentales de la estrategia y seguimos enfocados en eso.

Juan Sánchez: Okay, muchas gracias.

Juan Carlos Echeverry: Una precisión a este respecto. Nosotros sobrepasamos las expectativas tanto en EBITDA, que a pesar de que hubo una caída en facturación el año pasado de 5 billones de pesos por el menor precio, mantuvimos el EBITDA en 18 billones de pesos. El margen EBITDA se aumentó y es uno de los más altos de la industria a nivel mundial. Y la posición de caja también sobrepasamos con creces las expectativas del año pasado. Entonces empezamos 2017 con una posición supremamente sólida de caja.

Aparte de eso, nosotros habíamos hecho el presupuesto del 2017 con un precio mucho más conservador del que estamos observando, que es nuestra actitud típica. O sea, el precio de 55 que estamos viendo, alrededor de 55 que estamos viendo en este momento es superior al que habíamos observado, de manera que se sigue alimentando esta caja excedentaria. Es a raíz de eso que podemos contemplar crecimiento inorgánico.

De manera que en ningún momento, ¿ustedes han visto el triángulo que tenemos nosotros? En el vértice superior está “Protección de la caja” y “Eficiencias”. Ese vértice siempre va a ser una guía mental y estratégica y gerencial para esta empresa y para este grupo, de manera que jamás se pondrá eso en duda; al revés, simplemente, dado que tenemos excedentes de caja y que consideramos que las reservas, el aumento en reservas es una meta estratégica del 17, las dos cosas se juntan para hacerlas virtuosamente sin poner en riesgo ninguna de las métricas, ni nuestra sostenibilidad, ni nuestra solidez de caja.

Operadora: En este momento tenemos a Miguel Ospina de Compass Group.

Miguel Ospina: Hola, buenos días. Tengo varias preguntas. La primera de ellas es: quisiera saber cómo va a ser la evolución del Capex de producción durante el año. Cuando uno mira los últimos tres trimestres, ustedes han invertido cerca de 150 millones de dólares trimestrales, y este año ustedes están hablando de casi 2,000 millones de dólares para el 2017. Esto daría casi que 500 millones de dólares trimestrales.

Quisiera saber es ¿por qué si van a invertir mucho más que el año pasado, por qué siguen manteniendo el *guidance* para el 2017 el mismo al 2016 y cómo piensan lograr el *guidance* hacia el 2020? Porque tenía entendido que ustedes iban a llegar a los 760,000 barriles siempre y cuando el precio del petróleo estuviera por encima de los 50 dólares. O sea, quiero entender es cómo va a ser esta relación entre mayor Capex y mayor producción. Esa sería la primera pregunta.

Juan Carlos Echeverry: Le vamos a dar dos respuestas. Yo inicio con lo siguiente. Normalmente, en Ecopetrol, el Capex del año se desplegaba, empezábamos a pensarlo desde enero; eso quería decir que la planificación empezaba enero, febrero y se empezaba a desplegar desde marzo, abril. Este año justamente nos propusimos a empezar el 17 el 1 de enero. ¿Qué quiere decir eso? Que empezamos el año en octubre. Nuestras reuniones de Capex, de desplegar Capex en el 17 empezaron en octubre, noviembre, diciembre y la meta, el mantra de todo el grupo técnico fue: “El 1 de enero tienen que estar los taladros de enero”, y para eso le hicimos una planificación previa.

Segundo, teníamos una planificación anual que no era el mejor esquema. ¿Por qué? Porque así el año calendario se acabe el 31 de diciembre, la continuidad en nuestras campañas de perforación y en todo el tema de servicios petroleros, en todo el tema de movilización de taladros, etcétera, se tiene que hacer de manera continua. Esa es la importancia del anuncio que vamos a hacer una planificación plurianual en la cual se borra esta anualidad marcada que había antes.

De manera que no solo el año empezó en enero, que es ya de entrada una anticipación de lo que sucedía normalmente, sino que el año no se va a acabar en diciembre, o sea, nuestras campañas de perforación van a ser planificadas plurianualmente. Le agradezco su pregunta y adicional a esto, le voy a pedir a Rafael Guzmán que le cuente ya específicamente cómo se está desplegando el capital.

Rafael Guzmán: Miguel, buenos días. Rafael Guzmán. Tal como lo dijo el doctor Echeverry, nosotros reiniciamos perforación el año pasado tanto en Castilla como Rubiales y hemos mantenido esa inversión. Básicamente tenemos cuatro taladros actualmente en

Rubiales y cinco taladros en Castilla, y usted va a seguir viendo esa perforación durante el año.

Adicionalmente a esas dos áreas en que tenemos inversión continua, vamos a reiniciar inversión en otras áreas: por ejemplo en Chichimene, en Apiay y también en el valle medio del Magdalena y en el sur del país. Son inversiones que reiniciaremos hacia el segundo semestre del año y se verá su impacto en producción también hacia el final del año.

Adicionalmente a eso y como lo presentamos, vamos a iniciar ya inversiones en proyectos de recobro mejorado, por ejemplo inyección de agua del Chichimene, inyección de químicos en Dinacá. Y esta producción se ve paulatinamente, se hacen inversiones y llegan paulatinamente, no como cuando se hace un pozo nuevo que se tiene impacto inmediato.

Otra razón por la cual no se ve un gran incremento en producción, mas sí en inversión, es que el año pasado tuvimos la reversión tanto de Rubiales como Cusiana que nos ayudó a sostener la producción. Este año no veremos esto. Todo lo que veremos en el año 2017 será mantenimiento de producción debido al Capex que estamos invirtiendo durante el año.

Operadora: Le pedimos el favor que haga una pregunta solamente. En este momento tenemos a Édgar Romero de BBVA.

Édgar Romero: Buenos días. Gracias por la presentación y felicitaciones por los resultados. Básicamente tengo un par de preguntas. Pues si bien han acumulado una buena caja ya han sido bastante enfáticos en el tema de un crecimiento inorgánico, si bien esto tiene algún tipo de secreto, por decirlo de alguna forma, no ser tan abierto, me gustaría saber si ya están en algún proceso y si ese proceso es en qué geografía, si es en Colombia, si es por fuera. Y si bien la Junta dio vía libre para utilizar parte de la caja que tienen para esto, me gustaría saber si pretenden, para este año, realizar algún tipo de prepago de deuda así como lo hicieron el año pasado con el crédito que tenían con Bancolombia. Y seguido con esa caja que tienen, me gustaría saber esos 5.3 billones que tienen invertidos, me gustaría saber si están en pesos o si están en dólares. Muchas gracias

María Fernanda Suárez: Edgar, muchas gracias por tus comentarios y muchas gracias por tu pregunta. Respecto al tema de crecimiento inorgánico, entenderán todos ustedes que naturalmente ni ahorita ni después vamos a poder decir en qué momento, estamos en un proceso, porque eso iría en contra de la posibilidad de que esas cosas se pueden realizar.

Respecto a las geografías, les diría que, como les dijo el presidente anteriormente, estamos enfocados en analizar oportunidades panamericanas, o sea, en todas las Américas es en donde estamos enfocados. Y como les dijo Felipe, no es algo en lo que tenemos afán ni en lo que esperamos que vaya a haber noticias rápidamente.

Creemos que es un proceso que tenemos que hacer con todo el cuidado, seriedad y tranquilidad y, por lo tanto, no es algo que ustedes pueden esperar rápido, pero no vamos a estar nunca diciendo si estamos en un proceso o no.

Respecto a prepagar deuda. Pues la posición de caja actual da para analizar diferentes cosas, sin embargo, en este momento estamos enfocados más en analizar las posibilidades

de crecimiento inorgánico, pero no descartamos nunca la posibilidad de darle el mejor uso a esa caja.

Y si tenemos invertida la plata en pesos o dólares, tenemos invertido el 70% de la caja, más o menos, en dólares; el 30% restante en pesos.

Operadora: En este momento, tenemos a David Gamboa de Tudor, Pickering.

David Gamboa: Buenos días. Muchas gracias. Tengo una pregunta con respecto al flujo de caja. Primero, si nos pueden ayudar un poco, el presupuesto de este año son 3.5 billones de dólares, pero como bien ustedes reportan, esos 3.5 también incluyen algo de Opex aparte del Capex. Quisiera saber cuál es el presupuesto que vamos a ver para el flujo de caja, de los 3.5 billones cuál va a ser el impacto en el flujo de caja.

Y siguiendo esa línea de la pregunta, ¿cuál es el *break-even* de flujo de caja que espera Ecopetrol bajo ese escenario? Y si nos pueden tal vez ayudar con cuál es la sensibilidad del flujo de caja a un movimiento de ya sea unos 10 dólares por barril en el precio del Brent para poder nosotros calibrar los modelos y saber más o menos en cuanto estamos en línea con su flujo de caja. Muchas gracias.

María Fernanda Suárez: David, muchas gracias por tu pregunta. Quiero estar segura que entendí bien la primera respecto a los 3.5 billones de dólares de inversión, porque lo que quiero asegurar es que esos 3.5 billones de dólares de inversión que estamos viendo para el año 2017 son exclusivamente Capex, ahí no incluimos nada del Opex. Las únicas diferencias para ajustar en el flujo de caja es cuánto exactamente es la ejecución de esa inversión, pero eso es 100% Capex.

Respecto a los *break-evens* de flujo de caja, como saben, nosotros no damos el *guidance* exacto de los *break-evens* de flujo de caja. Sin embargo, hay una cosa que es importante que tengan en cuenta y es que hemos anunciado que durante el 2017 no vamos a buscar recursos de financiación en el mercado, vamos a cumplir con nuestras amortizaciones de deuda, vamos a pagar los dividendos, vamos a pagar los impuestos, vamos a pagar las inversiones y podemos tener todo eso sin necesidad de ir a buscar recursos en el mercado.

David Gamboa: Perfecto, muchas gracias. Y ese era el dato. ¿Me puedes dar el número comparativo a los 3.5 billones en el 2016 por favor? Solo para estar en línea con lo que estamos hablando. Gracias.

María Fernanda Suárez: 2.5 billones de dólares es las inversiones que hicimos durante el 2016.

Operadora: En este momento tenemos a Andrés Duarte de Corficolombiana.

Andrés Duarte: Buenos días. Muchas gracias por la presentación. Tengo una duda relacionada con las reservas y es: ¿de acuerdo con los cálculos que ustedes tienen, qué tiene que pasar en términos de precios proyectados y en términos de Capex, de parte de ustedes,

para que se comiencen a reconocer reservas correspondientes a los hallazgos de los últimos años en *offshore*?

Y la otra pregunta es que quisiera entender un poco mejor la relación entre la evolución de las reservas y el *impairment* que ustedes reconocen, teniendo en cuenta lo que hicieron el año pasado y este año. Y ahí la pregunta específica es ¿si cuando ustedes hacen las proyecciones de caja tienen implícita una proyección de precios por parte de ustedes para hacer la valoración de propiedad, planta y equipos y recursos naturales, si al realizar esa proyección, las reservas se quedan quietas o la proyección de precios tiene alguna incidencia en las reservas con las que ustedes están contando en el futuro? Muchas gracias.

Felipe Bayón: Andrés, Felipe Bayón. Buenos días.

Andrés Duarte: Buenos días.

Felipe Bayón: En términos de las reservas, es importante primero mostrar que en el 2016, como lo explicaba hace un momento Rafael Guzmán, tuvimos una adición de 186 millones de barriles y después un impacto por efecto del precio y esto pues es el reflejo del cambio en el precio entre lo que se utilizó en el 2015 y en el 2016.

En la medida en que el precio se recupere y nosotros tengamos un precio mayor en el 2017, podremos hacer una reincorporación de reservas. ¿Qué hemos hecho en ese sentido? Pues primero, todo el programa de transformación dentro de la compañía, que ha permitido que seamos mucho más eficientes y que los costos no solo de desarrollo, sino de operación, sean mejores, y eso viabiliza las reservas.

Adicionalmente, el año pasado también creamos un grupo dedicado de ingeniería y de proyectos para asegurar que se haga un desarrollo eficiente de la ingeniería, la construcción, la puesta en marcha y la entrega de operaciones de los diferentes proyectos. Entonces estamos muy bien posicionados para hacer esa reincorporación de reservas.

En ese sentido, aclarar, como ustedes bien lo saben, que las reservas no desaparecen en la medida en que el precio baja, sino, de alguna manera, la reserva se clasifica. En la medida que tengamos un precio más alto y dadas las eficiencias propias de lo que hemos hecho, podremos hacer un *rebooking* o una reincorporación de reservas.

En términos de los hallazgos del *offshore* que hemos hecho en el 14, en el 15 y en el cual en este momento estamos perforando dos de los cinco pozos que tenemos planeados, estos proyectos del *offshore* que han sido exitosos, en particular si hablamos del área de Kronos, donde estamos perforando Gorgon y Purple Angel, son procesos que llevan un tiempo, porque necesitamos terminar de hacer la delimitación de los yacimientos, entender cuál es el potencial posible de producción de dichos yacimientos y hacer las ingenierías que determinen cuál es el mejor desarrollo de los mismos para llevar ese gas eventualmente al mercado colombiano, pero también con posibilidad de que ese gas sea exportado.

En ese sentido, necesitamos hacer un trabajo de ingeniería, un trabajo técnico y un trabajo comercial. En este momento, tenemos los recursos contingentes asociados a estos

descubrimientos. Cuando esos trabajos técnicos y comerciales se hagan, esas moléculas pasarán de recursos contingentes, eventualmente, a reservas y, en un periodo de algunos años, a producción. Pero es claro rescatar que no es un tema de uno o dos años, es un tema más de seis, siete, ocho años. Acordémonos que son desarrollos de aguas profundas y que requieren de inversiones altas y que tienen su complejidad técnica.

María Fernanda Suárez: Andrés, muchas gracias por tu pregunta sobre reservas e *impairment*. Un par de precisiones voy a hacer a este respecto. Lo primero es que lo que más influye en los *impairments* son las proyecciones futuras de precio. Las proyecciones futuras de precio mejoraron respecto al año pasado y eso permitió que el efecto de los precios sobre los *impairments* en el *upstream* no fuera significativo.

Adicional a eso, también influye sobre el cálculo del *impairment* la tasa de descuento en donde calculamos un WACC para cada uno de los segmentos y de ahí salen los cálculos.

Respecto a la pregunta de si movemos las reservas, la respuesta es la siguiente: nosotros utilizamos una fuente externa de precios, con esa fuente externa de precios que nos da las proyecciones de futuros, se corren las reservas y se determinan los nuevos límites económicos de los campos, y con esos límites económicos y con esas proyecciones de precios se calcula el valor del *impairment* en el *upstream* en la reserva.

Andrés Duarte: Okay. Muchas gracias.

Operadora: En este momento, le paso la palabra al señor Juan Carlos Echeverry.

Juan Carlos Echeverry: Muchas gracias a todos por acompañarnos en esta llamada telefónica. La verdad es que estamos satisfechos de lo que sucedió el año pasado, fue un año supremamente retador, pero creo que todos los segmentos respondieron apropiadamente a este reto y, sobre todo, el hecho de ser una empresa integrada, un grupo integrado desde Exploración hasta Petroquímica y Comercialización, el hecho de que en su momento Transporte, pero también Refinación hayan respondido como unos resortes positivos cuando el precio estaba bajando, nos da mucha tranquilidad sobre el presente y el futuro de Ecopetrol.

El 2017, si cabe, parece más positivo que el año pasado. Ya el solo precio nos está ayudando. Con esto podemos dar pie a nuevas estrategias: la estrategia de crecimiento inorgánico, el foco en reservas. Nosotros sabemos y tenemos claro que un punto que tenemos que despejar hacia el futuro es el tema de reservas y si el foco fue reducir costos y reducimos costos, el foco era garantizar la caja y garantizamos la caja, creemos que también podemos en este año y en los que vienen, dado que el foco va a ser reservas, manteniendo la caja y la disciplina de capital, podemos darle resultados a los dueños de Ecopetrol, a los minoritarios, al Gobierno y a todos los *stakeholders* de este grupo podemos darles los resultados correspondientes.

Y por último, yo creo que estamos contentos también de poder distribuir dividendos. Es un compromiso. Somos una empresa nacional, somos una *national company* que tiene un compromiso también con un gran número de inversionistas privados y es una satisfacción



poder haber tenido un año con resultados positivos y tener este anuncio para nuestros accionistas.

Muchas gracias a ustedes por el seguimiento que hacen a Ecopetrol, por la seriedad de sus análisis y por habernos acompañado en esta llamada de conferencia. Un buen día para todos.

Operadora: Gracias a todos. Damos fin a la conferencia del día de hoy. Si quieren escuchar esta conferencia nuevamente, estará disponible en la página web en los próximos días.