



## LLAMADA RESULTADOS 1T 2017 ECOPETROL – ESPAÑOL

**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 primer trimestre de 2017. 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; Pedro Manrique, vicepresidente Comercial y de Mercadeo; 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 trimestre. 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 resto del año 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. Doy la bienvenida a todos los que nos acompañan en esta conferencia de resultados del primer trimestre de 2017. Me complace compartir con ustedes los resultados trimestrales que confirman el foco de la estrategia corporativa. Hemos consolidado una compañía operativamente eficaz y eficiente, financieramente sólida y con significativos logros operativos. En lo corrido del año hemos enfrentado un entorno local e internacional cambiante, durante el trimestre el Brent tuvo un promedio de 55 dólares por barril, 55% superior al primer trimestre de 2016. La gestión comercial ayudó a capturar oportunidades de mercado en la venta internacional de nuestros crudos y productos. Ecopetrol alcanzó un diferencial de la canasta de crudo versus Brent de 8.3 dólares por barril, 1.8 dólares por barril menos que en el primer trimestre de 2016.

En Colombia afrontamos problemas de orden público que afectaron el oleoducto Caño Limón-Coveñas, sorteamos estos problemas haciendo bidireccional el Oleoducto Bicentenario, lo que da una alternativa estructural a las voladuras del oleoducto Caño Limón-Coveñas en el Catatumbo.



Vamos por favor a la siguiente lámina para revisar algunos hechos relevantes del trimestre. En la campaña exploratoria tuvimos dos importantes hallazgos en el sur del Caribe colombiano, cerca de la frontera con Panamá, Purple Angel-1 y Gorgon-1 fueron los pozos exitosos. Los resultados con Kronos, perforado en 2015, confirman un nuevo clúster de gas para Colombia y una oportunidad de crecimiento para Ecopetrol. Adicionalmente hubo éxito exploratorio en el pozo Boranda, en el Valle Medio del Magdalena.

En el frente financiero, el Ebitda y el margen Ebitda alcanzaron los niveles trimestrales más altos de los últimos dos años, 5.8 billones de pesos y 43.5%, respectivamente. Estas dos medidas ratifican nuestro sólido desempeño operacional y la capacidad de respuesta ante cambios en el entorno. Los resultados operativos se vieron reflejados en una sólida posición de caja de 17.5 billones de pesos al final del trimestre.

A lo largo del periodo de estabilización, Reficar ha mostrado resultados satisfactorios. Estamos comprometidos con lograr una operación rentable en Reficar. Ahora paso la palabra a Felipe Bayón, el vicepresidente ejecutivo, quien les hablará de los principales resultados operacionales del trimestre.

**Felipe Bayón:** Muchas gracias, Juan Carlos. En efecto, tras enfrentar con éxito la crisis originada por los bajos precios del petróleo, seguimos enfocados en consolidar una nueva etapa de crecimiento en los diferentes negocios del grupo Ecopetrol. Hoy podemos decir con satisfacción que el primer trimestre de este año concluyó con un balance positivo en nuestras operaciones. La producción del grupo Ecopetrol alcanzó los 712,000 barriles por día, esto es 3% menos que en el primer trimestre del año pasado, y esto a pesar de los 31 ataques contra nuestra infraestructura, que dejaron fuera de operación al oleoducto Caño Limón-Coveñas durante 47 días.

En exploración, tras confirmar con el pozo Gorgon-1 la presencia de una nueva provincia gasífera en el sur del Caribe colombiano, avanzaremos, junto con nuestro socio Anadarko y operador, en la evaluación técnica de los núcleos de la roca de los pozos Purple Angel y Gorgon, y en la evaluación del potencial del clúster Kronos, Purple Angel y Gorgon.

El presupuesto de exploración para el 2017 es de 650 millones de dólares, es un poco más del doble de lo que usamos en el 2016 y ya nos ha dado resultados exitosos dentro de nuestra estrategia de mediano y largo plazo. Ahora continuaremos con la perforación de tres pozos *offshore*, frente al departamento de la Guajira en Colombia; la perforación del pozo Warrior-2, en Estados Unidos en el Golfo de México; y con 11 pozos más en el *onshore* o en territorio continental colombiano.

En refinación, logramos una operación estable y eficiente en la refinería de Barrancabermeja. En la nueva refinería de Cartagena hemos completado las pruebas en 25 de las 34 unidades y aumentamos el margen de refinación de 5.3 dólares por barril a 6.8 dólares por barril. Adicionalmente, alcanzamos una carga promedio superior a los 122,000 barriles por día. Seguimos avanzando en la optimización del nuevo modelo de transporte, esto con el fin de generar mayores eficiencias y mejores sinergias entre las empresas del grupo Ecopetrol. Durante este periodo, completamos con éxito las pruebas de transporte de crudo pesado a 600 cst.



En el área de comercialización registramos una mejora significativa de la canasta de exportación de los crudos de Ecopetrol, esto gracias a una agresiva gestión comercial. Y en el área de productos y refinados hicimos las primeras ventas de diesel de muy bajo azufre de la nueva refinería de Cartagena. Estos resultados fueron posibles por el cumplimiento estricto de nuestras políticas y estándares de seguridad, salud, y medio ambiente. La disciplina de capital en cada uno de nuestros negocios y una proactiva gestión de todos los entornos en donde operamos.

Ahora le doy paso a Carlos Vargas, nuestro vicepresidente de Transformación, quien les comentará lo que hemos hecho en el área de Transformación.

**Carlos Alberto Vargas:** Muchas gracias, Felipe. En el primer trimestre del año mantuvimos el estricto seguimiento a la estrategia de eficiencias implementada por la empresa, incorporando en este periodo optimizaciones estructurales de 0.15 billones de pesos de una meta prevista para el año 2017 de 0.74 billones de pesos. El resultado de estas eficiencias continúa con su efecto positivo en el desempeño de los indicadores operacionales de mayor impacto en cada área de negocios de la empresa, que conjuntamente con las 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 11 y el 29%. En cuanto al Capex del segmento, el costo por pie perforado se ha mejorado en un 50% respecto del 2014.

Finalmente, estamos trabajando en la identificación de nuevas estrategias e iniciativas que nos permitan no solo asegurar la sostenibilidad de las eficiencias alcanzadas, sino incorporar eficiencias estructurales adicionales que reten las metas para el 2017 y los próximos años. Con esto paso la palabra a Max Torres, quien comentará sobre los resultados de exploración.

**Max Torres:** Gracias, Carlos. En el primer trimestre del año, Ecopetrol terminó la perforación del pozo Purple Angel en el Caribe colombiano, en sociedad con la compañía Anadarko, operador del pozo. El pozo llegó a profundidad final el día 25 de febrero y alcanzó una profundidad total de 4,795 metros, incluida una lámina de agua de 1,835 metros, y registró intervalos con presencia de gas cuya suma total se estima entre 21 y 34 metros de espesor.

El buque Bolette Dolphin reinició la perforación del pozo Gorgon-1 el pasado 25 de febrero, en el bloque Purple Angel, ubicado 27 kilómetros al norte del pozo Purple Angel-1. Al final del trimestre el pozo se encontraba en perforación, llegó a profundidad final el día 10 de abril, y el día 3 de mayo reportó la presencia de gas en zonas ubicadas entre los 3,675 metros y los 4,415 metros de profundidad bajo el nivel del mar. Se encontraron intervalos de arena neta gasífera, que de acuerdo con los resultados preliminares suman entre 80 y 110 metros.

El pozo Gorgon-1 estableció un récord para el país, pues atravesó la mayor lámina de agua en la historia de la perforación costa afuera de Colombia, 2,316 metros. Con la perforación de este pozo Gorgon se prueba la existencia de gas en una estructura localizada en el mismo tren geológico del campo Kronos, pozo perforado y descubierto en el 2015. De esta manera los tres pozos exitosos del sur colombiano, Kronos, Purple Angel y Gorgon, muestran para



Ecopetrol la posible existencia de una nueva provincia gasífera en esta zona del Caribe colombiano.

De acuerdo con los planes de exploración en el *offshore* en el segundo trimestre iniciaron las perforaciones de los pozos: Siluro, en el bloque RC-11, operado por la compañía Repsol; y del pozo Warrior-2, en el Golfo de México, Estados Unidos, operado por la compañía Anadarko. Para fines del trimestre se proyecta el inicio de la perforación del pozo Brahma, en el bloque Tayrona y operado por la compañía Petrobras.

En cuanto al *onshore* colombiano, el 30 de marzo de 2017, Ecopetrol informa que el pozo Boranda-1, operado por la compañía Parex, descubrió la presencia de crudo en el Valle Medio del Magdalena, en el municipio de Rionegro, departamento de Santander. El pozo Boranda-1 alcanzó una profundidad de 3,657 metros, donde se confirmó el hallazgo de crudo mediano 20 grados API. La cercanía con las estaciones receptoras de crudo, Payoa a 30 kilómetros y Provincia a 40 kilómetros, y a la refinería de Barrancabermeja a 90 kilómetros, le generan una ventaja competitiva y operativa.

Al cierre del primer trimestre se estaba realizando las pruebas extensas del pozo. Por su parte, la filial Hocol se encuentra trabajando en operaciones de pre-perforación y planificación del pozo Lunera, en el bloque VSM9, el cual se proyecta que inicie a fines del segundo trimestre.

Ahora le paso la palabra a Rafael Guzmán, quien comentará sobre los resultados de producción.

**Rafael Guzmán:** Gracias, Max. En materia de producción, al primer trimestre del año 2017, la producción del grupo empresarial se situó en 712,000 barriles de petróleo equivalente al día, lo que representa una disminución del 3% con relación al mismo periodo del año 2016. Esta reducción se explica por ataques a la infraestructura e inconvenientes operacionales que afectaron la producción del periodo, sumados a la declinación natural de los campos.

En el caso de Ecopetrol S.A., en el primer trimestre la producción se situó en 654,000 barriles de petróleo equivalente al día, lo que representa una disminución del 5% con relación al mismo periodo del año pasado. Estos resultados se explican principalmente por el efecto de los ataques contra el oleoducto Caño Limón-Coveñas, que obligaron a la suspensión del campo desde el 27 de febrero hasta el 7 de abril. Adicionalmente, la producción se ve impactada por problemas operacionales en el campo Chichimene y por la declinación natural de los campos Castilla y Guajira. Estos resultados fueron parcialmente compensados por los aumentos de producción que se dieron a partir del segundo semestre de 2016 en los campos Cusiana y Rubiales.

Queremos destacar que gracias a las inversiones realizadas durante el último semestre del año 2016, se observan reacciones positivas en el sostenimiento o incremento de la producción de los campos Rubiales, Quifa, y La Cira Infantas con relación a la producción reportada al cierre del año 2016. En materia de nuestras filiales, la producción del primer trimestre de 2017 registró un aumento de cerca de 11,000 barriles de petróleo por día, lo que representa un aumento del 23%, explicado principalmente por incrementos en Hocol y Ecopetrol América. En el caso de Hocol el aumento se da por el inicio de operaciones de la planta de tratamiento de gas para los campos Bonga y Mamey, la sesión de intereses en el convenio



Espinal, realizada por Ecopetrol S.A. el 1 de enero de 2017, a favor de Hocol, y la normalización de operación del campo Guarajo por el levantamiento de la medida cautelar impuesta por la Corte Constitucional en el primer trimestre de 2016.

Para Ecopetrol América, el aumento obedece a la entrada de Gunflint en el segundo semestre del año 2016. Savia y Equión presentaron una caída de cerca de 6,000 barriles de petróleo equivalente por día, de los cuales la mayor parte obedece a la terminación del contrato Tauramena en Cusiana, en julio de 2016, a favor de Ecopetrol S.A.

En lo que tiene que ver con nuestro programa de aumento del factor de recobro, continuamos con las actividades para garantizar la materialización del potencial que manejamos en los 28 proyectos del programa. En el primer trimestre del año 2017, avanzamos con éxito en la sanción de la expansión del proyecto de recobro terciario, con tecnología de polímeros entrecruzados en el campo Dina K, que estará iniciando inversiones hacia el final del año. Este proyecto es la primera expansión de este tipo de tecnología en Colombia.

De igual forma, a lo largo del año se dará continuidad a la evaluación de las tecnologías de recobro, a través de 12 pilotos actualmente en operación, el inicio de un nuevo piloto, y la realización de 11 estudios de evaluación de tecnología. Con base en los resultados obtenidos, se trabajará en la estructuración de los proyectos de expansión de inyección de agua en Chichimene, inyección de agua en Castilla, inyección continua de vapor en Teca y la inyección de agua mejorada en Palogrande, entre otros. Estos avances en recobro y nuestros logros en producción están apalancados en el sostenimiento, las eficiencias que hemos logrado, tanto en nuestros costos de operación, como en los costos de desarrollo, como lo ha mostrado Carlos previamente. Al corte del primer trimestre del año reportamos nuevamente eficiencias que sobrepasan la meta planeada en el programa de transformación, en ahorros en el segmento.

De la misma manera, en nuestros costos de desarrollo hemos mantenido las eficiencias en los tiempos y costos de perforación del último trimestre del año 2016 en los activos de mayor actividad de operación directa, como son Castilla y Rubiales.

Continuamos en línea con el cumplimiento de la meta de producción del 2017. Para ello tenemos planeadas para el presente año una inversión que supera 140% la inversión que se hizo el año pasado, representada principalmente en la perforación de más de 500 pozos de desarrollo y cerca de 400 actividades de *workover* y servicios a pozos, con el objetivo de mantener nuestros niveles de producción.

Ahora cedo la palabra a Luisa Lafaurie, quien comentará los resultados de transporte.

**Luisa Lafaurie:** Gracias, buenos días. Durante el primer trimestre del 2017 avanzamos en el proceso de integración operativa del negocio del *midstream*, con el fin de lograr una planeación más eficiente de la operación y mantenimiento de nuestra infraestructura, al concluir este proceso tendremos un segmento más coordinado e integrado, lo que traerá beneficios para el grupo empresarial y para nuestros clientes.



Desde la perspectiva operativa, durante el primer trimestre del año 2017, el volumen total transportado se redujo en 145,000 barriles día, equivalente a un 11.9% en comparación con el mismo periodo del año anterior, llegando a 1,071,000 barriles por día. El transporte de crudo por oleoductos se redujo durante el primer trimestre del año 2017 en 15.4% frente al año 2016, debido principalmente a las menores nominaciones de remitentes, generada por la menor producción de crudo.

Del total transportado en oleoductos, aproximadamente 68% correspondió a producto propiedad de Ecopetrol. Por su parte, el volumen transportado por poliductos en el primer trimestre del año 2017 tuvo un incremento del 0.5% en comparación con el año 2016, 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 las actividades asociadas al transporte de crudos de mayor viscosidad hacia el puerto de Coveñas. En este sentido, durante el primer trimestre del año 2017, se realizaron las primeras pruebas para el transporte de crudo de 600 cst en los sistemas Ocesa y ODC. En las primeras semanas se prevé terminar las adecuaciones requeridas para que este transporte a 600 cst tenga un flujo continuo hasta el puerto.

De la misma manera, hemos avanzado en las actividades para establecer un sistema de dilución de crudos en Coveñas, esa infraestructura de dilución es el primer paso para que el puerto pueda agregar valor adicional en la preparación de mezclas para la refinería y para exportación, se espera que estas iniciativas estén operativas durante el segundo trimestre del presente año. Por otro lado, se continúa avanzando en la finalización de la estación San Fernando y se espera iniciar la operación completa del sistema hacia la mitad de este año.

Finalmente, quisiera referirme a los resultados financieros del negocio de transporte, que a pesar de las condiciones adversas, por menores volúmenes transportados en oleoductos, continúan siendo positivos, logrando cumplir el Ebitda objetivo en el primer trimestre, con 1.9 billones y un margen Ebitda del 78%, debido principalmente a la continuidad de la búsqueda de ahorros y eficiencias en las diferentes compañías, con esto paso la palabra a Tomás Hernández, quien comentará sobre los resultados del *downstream*.

**Tomás Hernández:** Gracias, Luisa. Durante el primer trimestre del 2017, la refinería de Cartagena avanzó en la etapa de estabilización y pruebas de desempeño, 25 de las 34 unidades completaron sus pruebas, alcanzando un 74% de avance. La unidad de alquiler alcanzó su terminación mecánica y entrará en operación durante el segundo trimestre. El proceso de estabilización y prueba de desempeños se extenderá hasta el tercer trimestre del año 2017, cuando se complete la prueba global de la refinería.

En lo corrido de 2017, la refinería de Cartagena ha incrementado su carga frente al total del año 2016, alcanzando un promedio de 122,900 barriles por día, y 26 días con cargas superiores a 140,000 barriles en el primer trimestre, frente a 117,100 barriles por día, promedio año en 2016. Una vez finalice la etapa de estabilización y pruebas de desempeño, la refinería tendrá una operación a niveles óptimos de carga.



En términos de producción, la refinería de Cartagena continúa con incremento de los rendimientos de productos valiosos, principalmente en destilados medios, pasando de un promedio de 37% en el año 2016, a 49% en el primer trimestre de 2017, lo anterior ha permitido reducir las importaciones de Diesel, a través de la movilización de este producto desde la costa norte hasta el interior del país. En cuanto al margen bruto de refinación, la refinería superó en cerca de 1.5 dólares por barril el resultado 2016, alcanzando 6.8 dólares por barril en el primer trimestre de 2017. Se espera que una vez finalizada la etapa de estabilización, el margen se encuentre en línea con la tendencia del mercado para refinerías de alta complejidad.

Por su parte, en la refinería de Barrancabermeja, el margen bruto de refinación en el primer trimestre de 2017 aumentó a 14.6 dólares por barril, frente a un resultado de 14.1 dólares por barril en el mismo periodo del año 2016, debido principalmente a la sostenibilidad de las iniciativas operativas, implementadas desde el segundo semestre del año anterior, para aumentar el valor de alguna corriente del proceso. La carga de crudo de la refinería de Barrancabermeja en el primer trimestre de 2017 fue de 214,500 barriles por día, disminuyendo en cerca de 1,800 barriles por día frente a la procesada en el mismo periodo 2016, por efecto de la mayor composición de crudos pesados en la dieta de crudo procesado.

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. En el primer trimestre de 2017 Ecopetrol reportó sobresalientes resultados financieros y una sólida posición de caja, que reflejan la disciplina de capital y las eficiencias estructurales alcanzadas en todas las áreas de la compañía. Los ingresos del grupo ascendieron a 13.4 billones de pesos en el primer trimestre de 2017, un incremento del 28% frente al primer trimestre de 2016. Este comportamiento refleja, en primer lugar, la recuperación del precio Brent que aumentó un 55% frente al primer trimestre de 2016; en segundo lugar, la efectividad de la estrategia de colocación de nuestros crudos y productos en los mercados de mayor valor, lo que permitió disminuir el diferencial de nuestra canasta de crudo frente al Brent en 1.8 dólares por barril.

Los efectos positivos permitieron mitigar la disminución de 3% en la producción del primer trimestre frente al mismo trimestre del año pasado. Por su parte el segmento del *upstream* aumentó sus ingresos en un 44%, gracias a la reducción de los diferenciales frente al Brent y al aumento en los precios de referencia internacional. Los ingresos del *downstream* crecieron 32% en el primer trimestre del 2017 frente al primer trimestre del 2016, principalmente por la operación de Reficar, los mayores volúmenes vendidos y los mejores precios de venta. Durante el trimestre los ingresos del *midstream* disminuyeron un 20% frente al mismo trimestre del año anterior, principalmente por el menor volumen de crudo transportado en línea con la menor producción del país y el efecto de la revaluación de la tasa de cambio sobre las tarifas en dólares del segmento.

Vamos por favor a la siguiente lámina para ver el comportamiento del Ebitda del grupo empresarial. En el primer trimestre el grupo empresarial generó el margen Ebitda de 43.5% y un Ebitda de 5.8 billones de pesos, el más alto de los últimos ocho trimestres. Este Ebitda



es 41% más que el del primer trimestre del 2016 y 30% mayor al registrado en el trimestre anterior, este resultado fue posible gracias a las eficiencias estructurales en costos y gastos, y a la mejora en los precios de realización de crudo y productos.

El segmento del *upstream* tuvo resultados destacados reportando un Ebitda de 3.3 billones de pesos frente a 1 billón en el primer trimestre de 2016, impulsado por los mejores precios de venta, un crecimiento moderado de los costos y una reducción de los gastos operacionales. El segmento del *downstream* presenta un Ebitda de 0.6 billones de pesos en el primer trimestre de 2017. El segmento del *midstream* continúa siendo una importante fuente de generación de caja, con un Ebitda de 1.9 billones de pesos.

La contribución de cada segmento al Ebitda del grupo ha variado entre el primer trimestre de 2016 y el primer trimestre del 2017. Mientras en el primer trimestre del 2016 el *midstream* generaba el 60% del Ebitda, en el primer trimestre del 2017 el *upstream* genera el 57% del Ebitda, seguido por el *midstream* con un aporte al 33% del Ebitda, y el *downstream* con un aporte del 10%; esto reafirma la fortaleza que le da al grupo Ecopetrol ser una compañía integrada.

Vamos por favor a la siguiente lámina para ver la evolución de la utilidad neta entre el primer trimestre de 2016 y el mismo periodo de 2017. Frente al primer trimestre de 2016 la utilidad atribuible a los accionistas de Ecopetrol creció 144%, pasando de 363,000 millones de pesos a 886,000 millones de pesos. Los costos variables, sin incluir depreciación, aumentaron cerca de 1.1 billones de pesos, frente al primer trimestre de 2016, en línea con la recuperación de los precios internacionales, este incremento se vio mitigado por los menores costos de transporte como resultado de la optimización en el uso de carro tanques y por la menor variación de inventario.

Por su parte, los costos fijos en depreciación aumentaron 226,000 millones de pesos comparados con el primer trimestre de 2016, principalmente por el recibo del campo Rubiales, que se dio en julio del año pasado, y por la reactivación de las actividades de mantenimiento en campos como Caño Sur, La Cira Infantas, Castilla y Chichimene.

La depreciación aumentó 380,000 millones frente al primer trimestre del 2016, ocasionado por la entrada en operación de todas las plantas de la refinería de Cartagena y por el inicio de operación del campo Gunflint de Ecopetrol América. Los gastos operacionales cayeron 512,000 millones de pesos frente al primer trimestre de 2016, principalmente por el menor gasto de impuesto a la riqueza y un menor registro de pozos secos en el periodo, la diferencia en cambio tuvo una variación negativa de 1.1 billones de pesos, la tasa de cambio de cierre del primer trimestre de 2017 se revaluó frente a la tasa de cierre de fin de año 2016.

La valoración de la posición neta activa del grupo a 2,886 pesos por dólar generó una pérdida en cambio no realizada de 449,000 millones de pesos, frente a una ganancia de 625,000 millones en el primer trimestre de 2016, ambas sin impacto en la caja de la compañía. El gasto financiero neto más la participación en resultados de compañías se redujo en 248,000 millones de pesos frente al primer trimestre de 2016, principalmente por la ganancia realizada por Ocesa en operaciones de cobertura derivados de tipo de cambio, y por los rendimientos financieros generados por la mayor liquidez de la compañía.



La mayor utilidad antes de impuestos en el primer trimestre elevó la provisión de renta en 413,000 millones frente al primer trimestre de 2016. Finalmente, la utilidad atribuible a los accionistas de Ecopetrol en el primer trimestre de 2017 llegó a 886,000 millones de pesos, 144% más que en el primer trimestre de 2016.

Vamos ahora a la siguiente lámina para revisar el flujo de caja del grupo. El grupo mantiene una sólida posición de caja, cerrando el trimestre con un saldo final en caja de 17.5 billones de pesos, que incluye: efectivo y equivalentes de efectivo por 8.2 billones de pesos, inversiones de corto plazo a menos de un año por 7 billones de pesos e inversiones a más de un año por 2.3 billones de pesos. Este saldo de caja es el resultado de los ahorros del plan de transformación sobre los diferentes rubros de costos y gastos, así como el efecto de los ahorros en Capex, por el efecto de la disciplina de capital, y los mayores ingresos obtenidos por el mayor precio del crudo.

El flujo proveniente de las actividades de operación generó 4.5 billones de pesos, gracias a los mejores resultados operativos del grupo. La inversión de capital alcanzó 0.7 billones de pesos, en línea con el reinicio de las actividades e inversiones principalmente en el segmento del *upstream*. Las actividades de inversión de excedentes de caja generaron una salida de efectivo por 2.8 billones de pesos, y el pago de intereses financieros y de dividendos a accionistas no controlantes consumieron caja por 0.9 billones de pesos.

El saldo de efectivo y equivalentes al cierre del trimestre, junto con las inversiones de excedentes de liquidez de fácil realización, generan un saldo disponible de 17.5 billones de pesos, esta disponibilidad le da una gran fortaleza y flexibilidad a Ecopetrol para evaluar opciones de crecimiento orgánico e inorgánico, preservando las eficiencias logradas, la disciplina de capital y el foco en exploración y producción, además provee un respaldo importante para mitigar choques temporales de precios.

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

**Juan Carlos Echeverry:** Gracias, María Fernanda. Los resultados destacados del trimestre nos aportan fortalezas para enfrentar la actual coyuntura de precios internacionales. La perspectiva de producción para el año se mantiene estable en 715,000 barriles promedio de petróleo equivalente por día. Para el segundo semestre se tiene previsto extender el transporte de crudo a 600 cst de viscosidad, el doble de lo que teníamos hace un año en varios sistemas de oleoductos que conectan los principales campos de crudo pesado por el puerto de Coveñas. En el segundo trimestre se inició la perforación del pozo Siluro, operado por Repsol, en el Caribe colombiano, y el pozo Warrior-2 en el Golfo de México de los Estados Unidos, operado por Anadarko.

Para el tercer trimestre planeamos hacer la prueba global de desempeño de la refinería de Cartagena, que marcará la transición del periodo de estabilización al de optimización. Nuestro compromiso con el crecimiento rentable y la creación de valor para los accionistas es firme, seguiremos enfocados en el plan de negocios 20-20, basados en la disciplina de capital, el cuidado de la liquidez, la excelencia operacional y el crecimiento rentable en



exploración y producción. 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 una pregunta por favor presione asterisco 1 en su teléfono, si desea retirarse de la lista de espera por favor digite la tecla número. Para evitar ruido de fondo, le agradecemos que por favor ponga en silencio su teléfono... pregunta. Nuevamente, si tienen una pregunta, presione asterisco 1.

Tenemos una pregunta del señor Federico Pérez, de Bancolombia.

**Federico Pérez:** Buenos días a todos, gracias por la presentación. En realidad tengo tres preguntas que les quería hacer. La primera tiene que ver en cuanto a las cajas, ustedes cerraron pues el trimestre con una buena posición en caja, 8.2 billones en efectivo, y 7, y si le sumo los 7 de inversiones de corto plazo pues serían 15 billones. Quisiera saber si nos pueden dar un poco de color en cómo van, ya habían mencionado antes posibilidades de crecimiento inorgánico, de pronto qué están evaluando, y en qué momento si nos pueden dar como un pipeline de cuándo podríamos tener noticias al respecto.

La segunda pregunta tiene que ver con Reficar, vimos que ya alcanzó una carga de 122,000 barriles, quisiera saber si nos pueden dar un poco de color en qué nivel esperan que se estabilice la carga y cuándo podríamos esperar como ese punto máximo de Reficar.

Y por último, es una pregunta en cuanto a Rubiales, hace un par de semanas leí una noticia donde pues decían que Ecopetrol estaba como buscando que le ampliaran la capacidad de, o el permiso para verter aguas en el río, quisiera saber si nos pueden contar un poco al respecto, en cuánto está el corte de agua en Rubiales, qué operaciones están ustedes haciendo como para manejar este corte de agua que sé que es bastante alto y puede ser como el cuello de botella de ustedes para poder ampliar la producción en campo Rubiales. Muchas gracias.

**Juan Carlos Echeverry:** Federico, muy buenos días, muy buenos días a todos. Con respecto a la caja... Es Juan Carlos Echeverry. Con respecto a la caja y al crecimiento inorgánico, usted está en lo correcto, la idea nuestra es buscar reservas, bien sea en crudos livianos, bien sea por fuera de Colombia, no tenemos afán, pero, o sea, puede ser algo que suceda en los próximos 18 meses, por lo cual es difícil darle un cronograma de qué y cuándo, pero estamos activamente con un equipo desplegado que tiene el mandato de buscar reservas, hemos ya tenido reuniones con bancos que nos han mostrado activos de diferente tipo en las Américas y pues ese es un mercado activo, como usted lo conoce, pero estamos ahí, tenemos los recursos, y lo que queremos es que la compra responda o genere un mejor balance en nuestro portafolio de crudos.

Con respecto a Reficar, pues la idea es hacer, la meta de este año es hacer las pruebas de, durante, a mediados de año, son pruebas que se toman unos dos meses más o menos, le voy a pedir a Tomás Hernández, el vicepresidente de Refinación que le cuente. Y con respecto a Rubiales, le voy a pedir a Rafael Guzmán, el vicepresidente técnico, que le cuente sobre el tema de agua.

**Tomás Hernández:** Bien, gracias, gracias por la pregunta Federico. Hablando de Reficar, me gustaría explicar un poquito el tema de estabilización y para ponerlo en contexto de la carga, el proceso de estabilización lo hemos definido como, obviamente el aprendizaje inicial que tiene cualquier refinería nueva con los crudos, hay un aprendizaje que requiere un balance de cargas entre unidades, también es el periodo donde llevamos las plantas a su nivel de diseño, y eso se hace a través de pruebas de desempeño individuales con los licenciadores, y ese es cuando hablamos de 25, de 34 plantas, ya con pruebas individuales, eso quiere decir que los licenciadores ya han aprobado el desempeño de estas plantas, de esas 25 plantas, entonces qué es lo que estamos haciendo durante el periodo de estabilizaciones, eliminando cuellos de botella, para asegurar la estabilización de la refinería a un nivel de 140, 150,000 barriles día, a un nivel de... un margen alto de agregación de valor alto a la refinería.

Y finalmente, este periodo de estabilización se termina con la prueba global de desempeño, entonces por eso hablamos de, cuando hagamos la prueba global de desempeño por 60 días, ahí se completa todo el periodo de estabilización y empezamos el periodo de optimización y crear más valor para la refinería.

**Rafael Guzmán:** Federico, buenos días y muchas gracias por la pregunta. Bueno, como usted sabe, el campo Rubiales, por el tipo de crudo, el tipo de yacimiento que tenemos, produce mucha agua, actualmente el corte de agua está cercano al 97%, y eso es lo esperado para este campo. En cuanto a opciones de ampliación de esta capacidad de agua, estamos revisando varias, y a futuro esperamos consolidar alguna de ellas, podemos aumentar la capacidad de inyección de agua en el campo, también estamos mirando aumentar la capacidad de vertimiento y, finalmente, uso industrial o reúso industrial de esta agua producida. Estas son las opciones que tenemos, estamos estudiando, analizando, y que a futuro pensamos consolidar, pero al momento no hemos hecho ningún cambio en cuanto a la capacidad de vertimiento, a la cantidad de vertimiento que hacemos en este campo.

**Federico Pérez:** Muchas gracias a todos.

**Operadora:** La siguiente pregunta viene del señor Frank McGann, de Bank of America.

**Frank McGann:** Hola, buenos días, dos preguntas, si pudiera hacer. Una es el precio de gas, cómo ustedes ven el precio de gas en los próximos años, yo sé que mucho está bajo contrato, entonces probablemente no varía mucho en el corto plazo, pero cómo ven la demanda y oferta en el mercado local y cómo este pudiera influenciar el precio de gas en los próximos años. Y segundo, el lifting cost, han variado mucho en los últimos trimestres, cómo ven eso y qué efecto tiene la tasa de cambio u otros factores que fuerzan que se cambiara tanto. Gracias.

**Pedro Manrique:** Buenos días Federico, mi nombre es Pedro Manrique.

**Pedro Manrique:** Frank, perdón. Mi nombre es Pedro Manrique, vicepresidente comercial y mercadeo. Con respecto al precio de gas, nosotros tenemos un porcentaje muy alto bajo contrato, o sea, los precios básicamente están definidos y en los próximos años con base en la regulación local. Y con respecto a la demanda y a la oferta, la oferta pues ha estado disminuyendo por los campos de Guajira y de Cusiana y de Piedemonte, sin embargo hay algunos campos pequeños que se han descubierto en la zona norte, que han ido a sustituir esa



disminución de oferta, y la demanda es una demanda cíclica que depende del consumo del parque termoeléctrico en el país, este año ha estado un poco baja, pero esperamos que en la temporada seca aumente, como todos los años, y esperamos los próximos años un comportamiento similar.

**Felipe Bayón:** Frank, buenos días. Felipe Bayón, vicepresidente ejecutivo. Añadir a la respuesta que nos daba Pedro un par de temas importantes: uno, nosotros como Ecopetrol consideramos que hay suficiente gas en el país, y ese es un mensaje bien importante, como bien decía Pedro, ha habido descubrimientos recientes, sobre todo en el área de la costa del Atlántico. También el país está mejor preparado para eventuales temas como por ejemplo el fenómeno del Niño, si sucediera algo parecido a lo que tuvimos el año pasado, y tenemos unas fuentes de respaldo bien importantes, entre ellas el terminal de regasificación de Cartagena y una conexión física con Venezuela, que eventualmente en un futuro se pudiera utilizar.

Y el segundo tema que es importante es rescatar, lo que nos decía Max en la presentación, los descubrimientos de gas del *offshore*, en el área sur del Caribe, que permiten pensar que en el mediano y largo plazo, Colombia tiene una fuente adicional de gas que puede ayudar que a partir del 2024, 25, estas moléculas lleguen a los mercados.

**Rafael Guzmán:** Frank, soy Rafael Guzmán. Para la segunda pregunta, lo primero que quiero mencionar es que nosotros continuamos con la reducción estructural del costo de levantamiento, ¿esto en qué se ve? El consumo de energía continúa reduciéndose, el costo de esta energía continúa reduciéndose, el mantenimiento de pozos, nuestras operaciones de cambios de bombas y servicios de pozos son cada vez más eficientes en el tiempo, es decir, la duración de estas operaciones son menores, y por ende el costo; también el índice de falla de los pozos, es decir, cada cuánto tenemos que cambiar las bombas, estos tiempos se van alargando, si fallan menos nuestras bombas, y son reducciones estructurales que tenemos en los costos.

Pero adicional a eso hemos tenido otras variaciones importantes, una, obviamente, si tenemos una reducción de la producción, pues tenemos un aumento del costo de levantamiento, pero otra también entrada de otros campos, por ejemplo entrada de Rubiales a ser 100% Ecopetrol trajo dos efectos: primero, la producción base pasó de pagar una regalía del 20% al 32%, adicional a esto el costo de levantamiento de Rubiales, en promedio, es mayor al de los otros campos, lo cual para el promedio total de Ecopetrol da un aumento, hemos también tenido ingreso de campos como el campo de Gunflint, que es un campo del *offshore*, que también viene con un incremento de *lifting cost* respecto a los demás en promedio. También hemos tenido efectos de tasa representativa, es decir, el *exchange rate* del dólar, si vemos ya para el último, comparando los trimestres, primero del año pasado con primero de este año, 1.79 ha sido la variación del costo de levantamiento en aumento, de los cuales 35 centavos son por volumen, 67 centavos por tasa de cambio, y el resto son aumentos de costos que principalmente también se tienen relacionados es a la mayor actividad que hemos tenido este año en servicios de pozos para mantener la producción.

**Frank McGann:** Okay, muchísimas gracias. Si podría preguntar una cosita más, mirando las ventas por exportaciones a los destinos están cambiando bastante los últimos años, mucho



más a Asia, ¿esto tiene un efecto en el net back para ustedes, el precio realizado, o es más o menos constante, no tiene un gran impacto?

>>Sí, Frank, eso es parte de la estrategia nuestra de buscar diversificar los destinos nuestros y llegar a usuarios finales como las refinerías, y eso precisamente se ha visto reflejado en disminuir los diferenciales versus el crudo de referencia Brent.

**Frank McGann:** Okay, buenísimo, muchísimas gracias.

**Operadora:** Tenemos al señor Juan Camilo Dauder, de Credicorp Capital.

**Juan Camilo Dauder:** Buenos días a todos, muchísimas gracias por la presentación. Yo quería hacer dos preguntas: una, retomar un poco el tema de gas, quisiera saber pues un poco cuál es el *guidance* y la orientación frente a la producción de gas en el próximo año, pues la verdad veníamos en una tendencia declinante y veo que este trimestre pues se estabilizó, si podríamos esperar un poco esta estabilidad o qué tanto podríamos esperar de declinación este año. Y la otra pregunta es más con respecto a los resultados exploratorios en Gorgon y toda esta actividad *offshore*, más o menos, quería preguntar si ya se registraron los costos y gastos exploratorios en el PyG y más o menos cuánto podríamos esperar por este efecto. Muchas gracias.

**Felipe Bayón:** Juan Camilo, qué tal, Felipe Bayón nuevamente. En términos de la producción de gas, pues varias cosas, uno, nosotros en un mercado de alrededor de 1,000 millones de pies cúbicos al día, pues somos un jugador muy importante, y en ese sentido como decíamos hace un momento, pues estamos participando en 30 campos, y estamos en particular Cusiana, Cupiagua y Guajira, y en el caso de Guajira, pues teniendo una declinación, que es declinación natural. Ha habido un énfasis muy importante en buscar más gas en el país, de hecho pues nosotros directamente en Ecopetrol, pero también en el grupo Ecopetrol, a través de Hocol, pues descubrimientos recientes en la costa de volúmenes que se pueden conectar de manera rápida a los sistemas de transporte y pues posterior distribución.

Nosotros creemos que va a haber pues una estabilización hacia adelante en términos de la producción de gas. En términos de los descubrimientos, de lo que hablábamos ahorita en exploración, pues nosotros tenemos en este momento los costos de la perforación de los dos pozos, le voy a pedir a Alberto que nos clarifique si ya han sido registrados en el PyG como tal.

**Carlos Alberto Vargas:** Gracias, Felipe. Gracias a Juan Camilo por la pregunta. Respecto al registro que se debe hacer sobre estos costos, la normatividad indica que hasta tanto no se tenga el potencial correcto del área, mantengamos estos costos en una cuenta de *stand by* que pertenece al balance, por lo tanto, aún no se están registrando los gastos en el PyG. Obviamente en el PyG ya se reflejan algunos costos distintos a la perforación en sí, como estudios geológicos y geofísicos que se tuvieron que realizar, pero el costo en sí de los pozos están en un *stand by* en el balance.

**Juan Camilo Dauder:** ¿Sabemos de qué magnitud sería esta inversión, estos costos?



**Carlos Alberto Vargas:** Los costos se reflejarán en el estado de pérdidas y ganancias a medida que la depreciación se vaya dando una vez entre en operación; el costo de la perforación de los pozos, le voy a pedir a Max que nos indique cuánto fue.

**Max Torres:** Sí, buen día, Max Torres, vicepresidente de Exploración. Juan Camilo, el presupuesto de exploración de este año, como ya se dijo, está en el orden de 650 millones, de eso el Capex de perforación son 290 millones, y de la perforación *offshore*, por ahora ya hemos gastado aproximadamente entre 100 y 150 millones, pero estamos en operaciones, así que darte un número preciso en este momento no es posible, pero el Capex total de perforación de este año es de 290 millones de dólares.

**Juan Camilo Dauder:** Muchísimas gracias.

**Operadora:** La siguiente pregunta viene del señor David Gamboa de Tudor Pickering Holt.

**David Gamboa:** Buenos días. Muchas gracias por la llamada y por tomar las preguntas. La primera sería retomando otra vez el tema del gas, y perdón por hacer énfasis en esto, ya pues como bien sabemos el mercado está un poco estrecho en cuanto a oferta y demanda, el balance se... la oferta se ha venido disminuyendo, y pues la demanda como se ha visto pues es dependiendo de los termoeléctricos; mi pregunta va más hacia la oportunidad que ve Ecopetrol para poder crear valor debido a esta coyuntura, se han hablado de unos descubrimientos en el norte del país, no muchos descubrimientos en otros sitios *onshore* y que se puedan poner en producción en el corto plazo, cuál es la estrategia de Ecopetrol, ya que hay caja disponible para tal vez hacer un poco más de crecimiento inorgánico, en cuanto al gas, cuando se ha hablado de crecimiento inorgánico se tiende a mencionar crudos ligeros, pero definitivamente hay una oportunidad para generar valor en el corto plazo jugando tal vez al mercado de gas en Colombia, quisiera saber cómo está pensando Ecopetrol bajo esta estrategia.

La segunda pregunta es un poco en exploración, ya tenemos pues tres descubrimientos: Kronos, Gorgon, Purple Angel, que se planea que pueden estar en línea en mediados del 2020, quisiera saber si nos pueden compartir cuál es el tamaño de los volúmenes de gas que se han encontrado, qué se está pensando en cuanto a desarrollo de estos campos, si es de pronto un esquema de LNG.

Y por último, si todavía se ve algún tipo de potencial para líquidos en la cuenca, tal vez un poco hacia el norte o si tal vez alguno de los pozos que se van a perforar con Repsol o Petrobras podrían tener prospectividad para líquidos, o si definitivamente ya los descubrimientos hasta el momento ya pues descartaron la posibilidad de la existencia de líquidos en la cuenca.

Y si podría una última en la parte de refinación, por favor, en cuanto a Reficar vimos que el margen de refino cayó un poco trimestre a trimestre, ya pues bien nos han compartido que se está estabilizando la refinería, después va a entrar a optimización, pero para nosotros darnos una idea del performance de Reficar en los siguientes 12 a 18 meses, qué tipo de margen de refino podríamos estar esperando, ¿se estabilizará alrededor de los 6.8 este trimestre o estaría mejorando gradualmente a medida que se estabilice y se optimice la refinería? Muchas gracias.

**Felipe Bayón:** David, muchas gracias. Felipe Bayón. En términos de gas, yo creo que es importante primero pensar en lo siguiente: hoy en día Ecopetrol es una compañía que es más o menos 82% crudo, 18% gas, en términos de su producción, hacia el futuro nosotros vemos que este porcentaje cambiará y eventualmente, no sé, podrá ser cerca del 35, 40% o eventualmente un poco más. Entonces claramente como compañía en el mediano y largo plazo tenemos un énfasis y un compromiso muy grande con el gas, ese es el primer tema.

Decíamos hace un momento que nosotros consideramos que en el país hay suficiente gas en este momento para abastecer el mercado, un país que está bastante gasificado sobre todo en los sectores residenciales. ¿Qué vemos nosotros hacia adelante? Pues uno, tenemos como Ecopetrol una posición muy sólida, porque estamos en los campos del interior y en los campos de la costa, y en ese sentido los campos del interior trabajando este año fuertemente en poder poner a disposición del mercado unos volúmenes que están atrapados, que de alguna manera no pueden salir a los mercados porque hay temas de infraestructura que tenemos que resolver con las compañías que manejan los sistemas de transporte, entonces creo que ese es el primer tema.

En términos de los descubrimientos de la costa, que mencionábamos hace un momento, los que son *onshore*, o que están en tierra firme, pues rápidamente se pueden conectar a algunos de los sistemas, y esa es la intención, entonces claramente nosotros vemos que tenemos una oportunidad de seguir siendo pues un jugador muy importante en el mercado de gas.

Y en términos de crecimiento inorgánico, pues el presidente bien lo decía, estamos mirando oportunidades, ahí hay un interés particular en mirar crudos livianos, nosotros tenemos un portafolio que es ampliamente mayoritario en crudos pesados, pero pues de ninguna manera estamos cerrados a ninguna de las oportunidades.

La segunda pregunta, en términos de exploración efectivamente tenemos tres descubrimientos en la parte sur del Caribe colombiano, hemos nosotros hablado que es un descubrimiento significativo, y en este momento no vamos a dar estimados de reservas, no lo hicimos en el momento del anuncio la semana pasada, estamos haciendo un trabajo en particular pues mirar toda la información de los pozos, los equipos nuestros y del socio Anadarko están trabajando en detalle, mirar todo el tema de información de los corazones y de muestras que tenemos del yacimiento.

Sin embargo, sí vemos que hacia el 2024, 2025, estos yacimientos pueden estar en producción, en primer término hay una necesidad del país para seguir teniendo gas y seguir creciendo, o sea, claramente algunas de estas moléculas irán al mercado local, pero la opción de LNG que usted preguntaba, pues sigue siendo una opción. Hoy en día la tecnología a nivel mundial ha evolucionado, no solo hay plantas de LNG en costa, en tierra firme o en las costas, hay varios desarrollos ya a nivel mundial de plantas de LNG que están flotando y que están en embarcaciones. Entonces es un trabajo que va a tomar tiempo, donde en últimas tendremos que mirar en detalle el plan de desarrollo para la zona, acordarlo con los socios y pues mirar todos los temas conexos, comerciales, regulatorios y demás para que esto pues sea una realidad en el mediano y largo plazo.



**Max Torres:** Buen día, David. Con respecto a Potencial de líquidos.

**Max Torres:** Primero, como sabes, con los tres descubrimientos hemos confirmado una provincia gasífera en el suelo del *offshore* del Caribe, estamos muy contentos con los resultados, como decía Felipe, seguimos trabajando en investigar y en entender cómo funciona el sistema petrolífero en esa zona, tanto ahí como en Orca, en la zona norte hemos descubierto gas, yo creo que eso es lo que se ha anunciado, lo que tenemos son play de gas en ambos descubrimientos en la parte norte y en los tres pozos en la parte sur; entendemos todavía de que hay un potencial de líquido, que tenemos que entender en qué parte de la cuenca se ubica, y vamos a seguir poniendo esfuerzo para poder ubicar estos líquidos dentro de la cuenca donde se ubican, no hemos descartado la posibilidad de líquidos en la cuenca. Tú tenías una pregunta específica referida a ese tema.

Y con respecto al tamaño, yo creo que voy a reafirmar las palabras de Felipe, seguimos estudiando, seguimos trabajando, hemos sacado corazones continuos de los reservorios de Purple Angel y de Gorgon, vienen muchos trabajos intensivos para entender el reservorio de ese tema petrolífero y eso nos llevará un tiempo. Pero de nuevo, los descubrimientos son significativos y muy importante para la compañía y para Colombia. Gracias.

**Tomás Hernández:** Buenos días, David. Es Tomás Hernández hablando de refinación. En términos de margen, si vemos el desempeño en margen en refinación, y hablando de las dos refinerías, primero, Barranca y Cartagena, ambas mejoraron relativo al primer trimestre, eso fue... obviamente en Reficar eso es de entender, porque estábamos arrancando la planta en el primer trimestre de 2016. Sin embargo, en Barranca se vio una ligera baja del último trimestre, pero el efecto operativo muy bueno, digamos operamos muy bien, el efecto margen de... para Colombia ha sido muy bueno.

Cuando bajamos a Reficar, lo que hemos visto del cuarto trimestre al primer trimestre de 2017, es lo que he estado hablando del proceso de estabilización, donde estamos abordando cuellos de botella, preparándonos para la parte de optimización y la prueba de desempeño de refinería, entonces vimos una caída de 8 a 6.8 en el primer trimestre de 2017, basado en ese, en esa... básicamente en esa iniciativa de tener que preparar las plantas para la prueba de desempeño que viene en el tercer trimestre.

**David Gamboa:** Muchas gracias por el detalle.

**Operadora:** La siguiente pregunta viene del señor Andrés Duarte de Corficolombiana.

**Andrés Duarte:** Buenos días. Muchas gracias por la presentación y felicitaciones por los resultados en Ebitda y los hallazgos. Tengo dos preguntas y un dato para confirmar, una pregunta relacionada con refinación y la otra con inversiones. La de refinación es la siguiente: ustedes hablan de que una vez sea realizada la prueba de desempeño integral, que se hace en el segundo semestre, y habiéndose estabilizado la planta, el margen bruto de refinación se iba a encontrar en línea con el margen bruto de refinación de refinerías de alta complejidad, en línea con la tendencia de ese margen de estas refinerías, entonces supongo que se refieren a un margen relacionado con niveles de precio, entonces quería saber, con los niveles de



precio actuales, alrededor de 50 dólares el barril, ¿cuál es ese margen de referencia que tienen de refinerías de alta complejidad?

La otra pregunta tiene que ver con inversiones y es la siguiente: en el plan que va hasta 2020 ustedes tienen unas inversiones proyectadas de 13,000 millones de dólares, eso da para cuatro años más o menos 800, un poco más de 800 millones de dólares por trimestre, que pues obviamente no va a ser la misma inversión todos los trimestres, pero eso da lo que vendría siendo la inversión trimestral, entonces quería saber si esta, la inversión de este trimestre de 312 millones de dólares es inusualmente baja para lo que ustedes están proyectando o es la inversión normal que debemos esperar en caso de que no se den inversiones de crecimiento inorgánico.

Y la última pregunta es simplemente confirmar un dato relacionado con la caja, en inversiones, en la parte de flujo de caja de inversión y financiación aparece una inversión de... apareció un movimiento de 2.9 billones de pesos en adquisición de otros activos financieros, quería saber eso qué era. Muchísimas gracias.

**Juan Carlos Echeverry:** Hola, Andrés. Muchas gracias. Con respecto a Reficar, como decía Tomás Hernández, estamos pasando de la fase de estabilización de todas las plantas, que se termina realmente con la prueba de desempeño integral a mediados de año, y de ahí en adelante sigue la fase de optimización, donde hay diferentes palancas que vamos a estar moviendo, primero la dieta de crudos es un elemento en el cual tenemos unas ganancias por realizar, en particular usar crudos nacionales en un mayor porcentaje, los crudos nacionales se adaptan bastante bien a la refinería y tienen unos precios buenos competitivos, frente a crudos similares internacionales.

Segundo, el precio de los refinados pues es un precio fluctuante, pero pues ha ayudado y esperamos que también nos permita jugar y usar la palanca de orientarnos hacia aquellos refinados cuyos precios son mayores, nosotros tenemos hoy por hoy, hemos subido la curva de aprendizaje fuertemente para manejar la refinería hacia esas optimizaciones, y el hecho de que todas las plantas estén en línea y estén funcionando, nos va a permitir, cada planta, hay plantas que aportan un dólar, hay plantas que aportan dos o tres dólares, eso también es una tercera palanca.

De manera que la fase de optimización tiene por parte nuestra, una, digamos, una escalera por la cual vamos a subir, hemos mejorado también el talento humano, acaba de llegar hace dos meses el COO de la empresa, de Reficar, de manera que todos los elementos están dados para que el segundo semestre sea un semestre de ascenso en esa escalera de mejorar el margen bruto. No le podemos dar una referencia numérica al margen bruto, no quiere decir que no la tengamos, y que no tengamos unas metas muy precisas, pero pues obviamente son operativas internas.

Con respecto a la inversión hay una estacionalidad en el año que es normal, nosotros ahora estamos enfrentando, o sea, solucionando ese tema moviéndonos hacia un presupuesto rotativo a 18 meses y en poco tiempo nos vamos a mover a un presupuesto rotativo a 24, de manera que nos quitemos esa estacionalidad, el año pasado trabajamos bastante en quitar la estacionalidad, de manera que las campañas de perforación, que las campañas de *workovers*

y *well services* no dependan del año, esta empresa debe tener esa planificación de esas campañas, sin ninguna dependencia de que enero sea diferente de diciembre, pero eso es algo en lo que empezamos a trabajar fuertemente el año pasado y debemos hacia el futuro aplanarlo, de manera que esta estacionalidad se aplane. Naturalmente 3,500 millones de dólares de inversión es un desafío importante, es una cantidad de inversión, de capital que hay que desplegar en toda la compañía que es importante, de manera que es un punto bien traído y le agradecemos.

Con respecto al tema de caja de 2.9 billones de pesos, Alberto Vargas le va a responder.

**Carlos Alberto Vargas:** Andrés, muchas gracias por su pregunta. En efecto la cifra que usted está observando de 2.9 billones de pesos corresponde a la reinversión que hace la compañía de sus excedentes en compra de títulos financieros, ahí lo que adquirimos fue títulos como CDT y títulos de renta fija, que se van con rendimientos a menos de un año.

**Operadora:** Gracias. Para poder tomar las siguientes preguntas, por favor les pedimos que se limiten a hacer una pregunta. La siguiente viene del señor Edgar Romero, de BBVA.

**Edgar Romero:** Buenos días. Gracias por la presentación y felicitaciones por los resultados. Bueno, ya que solo puedo hacer una pregunta, me gustaría hacerla sobre los campos Castilla y Chichimene, digamos que se han visto algunas declinaciones y aun en este primer trimestre, entonces me gustaría saber si esas declinaciones están básicamente soportadas por declinaciones naturales o si es más un tema de precios del petróleo que limita pues mayores desarrollos en esos campos. Gracias.

**Rafael Guzmán:** Edgar, muchas gracias por la pregunta. Soy Rafael Guzmán, vicepresidente técnico. En estos campos Castilla y Chichimene de crudo pesado en realidad la declinación esperada natural es mucho mayor a la que se ha observado, se esperaron declinaciones de 30, 25% de declinación para los campos, lo que hemos venido observando son declinaciones cercanas al 10, 11%. En Castilla esto se explica por la inversión que hemos hecho, en realidad, como vimos el año pasado, la inversión en Castilla se reinició mediados del año y ha continuado y continúa, y esta inversión en nuevos pozos ha logrado reducir esa declinación del 25% a un 11%.

En Chichimene tenemos otra historia, en Chichimene no hemos tenido una gran inversión o no tuvimos una gran inversión el año pasado y aún este año todavía no vemos una gran inversión. Allí la declinación ha bajado de un 30% a 11% gracias a dos cosas: primero que todo, eficiencias operativas en el campo, mejor tratamiento de ese crudo, pero también a la inyección de agua que tenemos en el campo, para Chichimene en particular hacia el segundo semestre de este año veremos de nuevo reiniciar las inversiones y estarán dedicadas principalmente a expandir la inyección de agua de estos campos. Y en Castilla vamos también a continuar la inversión, lo cual, otra vez, permitirá reducir aún más la declinación natural del campo y tratar de mantener la producción.

**Operadora:** Gracias. La siguiente pregunta viene del señor Daniel Guardiola, de BTG Pactual.



**Daniel Guardiola:** Buenos días. Yo tengo una pregunta sobre Propilco. Me gustaría saber si nos podrían dar un *update* sobre el proceso de venta y si están tomando algunas medidas para contrarrestar la caída tan fuerte que vimos del Ebitda durante el primer *quarter* que fue cercana al 55%. Muchas gracias.

**Juan Carlos Echeverry:** Hola, Daniel. Sí, en el proceso de venta, nosotros estamos a la espera de que el Ministerio de Hacienda emita el decreto y tan pronto salga ese procedimiento pues retomamos el proceso de venta, de manera que es un proceso interno del Gobierno, del Ministerio de Hacienda, y deben surtir esos trámites. Con respecto a la caída del Ebitda, Tomás Hernández, el vicepresidente de Refinación, le va a dar la información.

**Tomás Hernández:** Buenos días, Daniel. Con respecto a Propilco, vemos la caída obviamente del primer trimestre del 2016 es bastante fuerte al 2017, pero eso es principalmente por la subida de precios de materia prima de propileno, que ha visto un alza bastante fuerte, y no se ha podido pasar todo eso a los clientes en su totalidad, básicamente es el factor principal. Hay un factor menor que habla de lo que es la revaluación de la tasa de cambio, pero es algo menor, el impacto fuerte fue el alza de precio de la materia prima de Propilco.

**Operadora:** Gracias. La siguiente pregunta viene de María Antonia Yarce, de Bancolombia.

**María Antonia Yarce:** Buenos días. Muchas gracias por la presentación y por la llamada. Mi pregunta es simplemente refiriéndose a los nuevos hallazgos exploratorios en el Caribe, ya nos han dicho que se espera que la producción se incorpore al mercado entre 2024 y 2025, pero nos preguntamos cuándo podemos esperar que se incorporen las reservas. Muchas gracias.

**Max Torres:** María Antonia, buen día. Max Torres, vicepresidente de Exploración. Las reservas de gas, como bien sabes, están relacionadas a contratos, y todo esto tiene que ver con cuándo nosotros podamos desarrollar el campo y la firma de contrato, estamos esperando las primeras moléculas para el año 25, 2025, yo creo que las reservas van a ser incorporadas posiblemente unos años antes de eso, pero nos queda mucho trabajo por delante para poder delimitar el campo, entender los volúmenes y montar un modelo de producción o un modelo de desarrollo y firmar esos contratos de venta; antes de la firma del contrato de venta, estos volúmenes, que son contingentes en estos momentos, no podrían pasar a reservas, o sea, tenemos varios años por delante.

**Juan Carlos Echeverry:** María Antonia, solo en la misma línea de Max, recordar que cuando se hizo el descubrimiento de Chuchupa o Ballena, o cuando se hizo el descubrimiento de Cusiana, Cupiagua, se tomó 7 años desde el descubrimiento hasta que salieron las primeras moléculas, de manera que es normal en la industria este rezago, y pues obviamente la suma de reservas puede suceder antes en función, como explicó Max, de cuando se hagan los contratos, pero un rezago de 5, 7 años, es normal, y bueno, estamos hablando de aguas profundas, de manera que es un poco más desafiante.

**Operadora:** Gracias. Ahora me gustaría pasar la palabra al señor Echeverry para los comentarios finales.



**Juan Carlos Echeverry:** Muchas gracias a todos por esta llamada, por sus palabras de aliento, esperamos haber satisfecho las preguntas. Nosotros tenemos todavía un año por delante en el cual el precio puede estar fluctuando entre 50 y 55, según lo que hemos visto en estos primeros cinco meses del año, la empresa está plenamente preparada para esas fluctuaciones, como ustedes saben, nosotros hicimos una previsión con promedio 50, o sea que incluso si vemos 48, 47, está dentro de lo presupuestado, ese promedio 50 lo hicimos hasta el año 2020, de manera que nosotros sentimos que es robusto nuestro plan al 2020. Tenemos una capacidad de inversión y desplegar capital que es bastante sólida, y algo que nos da mucha tranquilidad en este momento es la disponibilidad de caja con la que contamos, la empresa está siendo una fuerte generadora de caja, de hecho todos los segmentos se han comportado bastante bien, incluso Reficar tuvo un Ebitda levemente positivo en el primer trimestre, de manera que pues la parte de terminación de los grandes proyectos es algo que está llegando a su fin, y ya nos orientamos es a sacarle valor a esos grandes proyectos, ese es un proceso paulatino, necesariamente, pero naturalmente la mejor noticia probablemente en estos últimos meses ha sido que el *upstream* está siendo un fuerte generador de valor y un fuerte generador de caja. Estamos volviendo digamos a los periodos, a un periodo de normalidad después del boom y el ciclo de reducción de precios, creo que ya estamos orientados al crecimiento y tenemos todas las condiciones para hacerlo.

Muchas gracias a todos ustedes, y que tengan un buen día.

**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. Ahora pueden desconectarse.