



## LLAMADA DE RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS GRUPO ECOPETROL 1T 2018

**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 2018.

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 Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol. Adicionalmente participan: María Fernanda Suárez, vicepresidente corporativa de Estrategia y Finanzas; Max Torres, vicepresidente de Exploración; Pedro Manrique, vicepresidente ejecutivo encargado; Alberto Consuegra, presidente encargado de Cenit; Tomás Hernández, vicepresidente de Refinación y Procesos; y Rafael Guzmán, vicepresidente Técnico.

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 una sesión de preguntas y respuestas. Cedo ahora la palabra a Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol.

**Felipe Bayón:** María Catalina, muchas gracias.

Bienvenidos todos los que hoy nos acompañan en esta conferencia de resultados del primer trimestre del 2018. Me complace compartir con ustedes los mejores resultados financieros del Grupo Ecopetrol en los últimos cuatro años. Estos resultados trimestrales reflejan, entre otras cosas, una mayor eficiencia y reducción de costos, la continuación del plan de transformación, el compromiso continuo con la disciplina de capital, la estabilización de la Refinería de Cartagena y unos mejores precios de crudo y de márgenes frente al BRENT.

Nuestra estrategia comercial continúa arrojando muy buenos resultados. El diferencial de la canasta de venta de crudo para el trimestre se ubicó en menos 7.3 dólares por barril, esto equivale a un 12% de incremento de mejoría versus lo que observamos en el primer trimestre del año anterior. Es importante resaltar que este resultado fue alcanzado en medio de una tendencia alcista del precio del crudo Brent.

Nuestro Ebitda para este primer trimestre del 2018 ascendió a 7.1 billones de pesos y con un margen Ebitda del 49%. La producción promedio en el trimestre fue de 701,000 barriles de petróleo equivalentes por día, afectada por un retador entorno de orden público que ocasionó el cierre temporal de los campos de Castilla, Chichimene y CPO-09 en el



departamento del Meta. Este hecho tuvo un impacto estimado de 12,000 barriles de petróleo equivalentes por día para el trimestre o, de otra manera, 3,000 barriles de petróleo equivalente por día en el promedio para el año de 2018.

Durante el mes de marzo ya hemos recuperado la senda de producción, ubicándonos en promedio en 712,000 barriles para el mes y con una producción de 715,000 barriles en el último día de dicho mes.

Por su parte, en el segmento de Transporte, pusimos en funcionamiento y en operación el sistema San Fernando-Monterrey a partir del 1 de enero del 2018. Este nuevo sistema es fundamental para continuar con el proceso de evacuación de crudos extrapesados de nuestros principales campos.

En el segmento de Refinación, tuvimos una operación estable en nuestra carga de refinерías, alcanzando un total de aproximadamente 360,000 barriles entre Reficar y Barranca. Durante el mes de marzo cumplimos un hito en la industria de refinación del país, se logró la máxima carga histórica de la nueva Refinería de Cartagena, alcanzando en promedio 160,000 barriles por día. De hecho, entre el 14 y el 22 de marzo, estuvimos refinando por encima de los 165,000 barriles. Estos resultados nos permiten tener elementos adicionales para continuar con nuestro proceso de optimización.

Durante el trimestre tuvimos un incidente ambiental en la zona de Barrancabermeja. En el pozo Lizama 158 hemos venido manejando una contingencia y hemos venido respondiendo a un hecho imprevisible. Entre los días 12 y 15 de marzo estimamos nosotros 550 barriles de crudo mezclados con barro, agua y lodos cayeron en los cuerpos de agua quebrada La Lizama y Caño Muerto. Ecopetrol activó su plan de contingencia para contener el derrame y resolver de manera definitiva la situación; en este sentido, pues hemos aplicado los protocolos de HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente).

A partir del día 30 de marzo a las 6:30 p. m., ambos, el pozo Lizama 158 y el afloramiento, dejaron de fluir. En este momento tenemos un equipo especializado para operar bajo presión, el *snubbing unit*, el cual tiene el objetivo fundamental de hacer el cierre definitivo y el abandono técnico del pozo.

Nos hemos fortalecido ante el retador entorno de orden público y estos imprevistos operacionales en el trimestre. Demostramos la efectividad de los protocolos de emergencia, nuestra respuesta, la disciplina operativa y la capacidad de reacción de la compañía. Ahora le doy la palabra a Max Torres, quien nos hablará sobre los principales resultados del segmento de Exploración.

**Max Torres:** Gracias, Felipe.

Buenos días. Durante el primer trimestre del 2018, finalizamos la perforación de los pozos Búfalo y Jaspe-6D, con nuestro socio Frontera. El primero, ubicado en la cuenca del Valle del río Magdalena, se encuentra en evaluación. Mientras que el segundo, ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, fue declarado como exitoso. Por su parte, los pozos perforados en 2017, Bonifacio-1, en la cuenca de Llanos; Godric Norte, en la cuenca de



Llanos; Pollera, en la cuenca Sinú *onshore*, continúan en evaluación. Lorito e Infantas Oriente, que fueron declarados descubrimientos, se encuentran en una fase de prueba extensa.

Continuando con la campaña exploratoria de 2018, se encuentran la perforación de los pozos delimitadores operados por la compañía Parex: Coyote-2, ubicado en el Valle Medio del Magdalena, bloque De Mares; y Capacho Sur-2, localizado en el Piedemonte, bloque Capachos.

En cuanto a la actividad sísmica 2D, la filial Hocol S.A. avanza en el proceso de adquisición de 294 kilómetros en el bloque SN-15, actualmente en actividades de registro, con un avance del 60%. En el contexto internacional, con el objetivo de fortalecer la actividad exploratoria para alcanzar las metas estratégicas de crecimiento y sostenibilidad, participamos en la Ronda 3.1 Offshore México, en los bloques 28 y 31 en aguas someras. Y continuamos en la preparación para participar en la Ronda 4 de Brasil dentro del Play Pre Sal.

Ahora, Rafael comentará sobre nuestros resultados en producción.

**Rafael Guzmán:** Gracias, Max.

En el primer trimestre de 2018, la producción promedio del Grupo Ecopetrol alcanzó 701,000 barriles de petróleo equivalente por día, esto es 1.5% por debajo del mismo valor del periodo del año anterior. Los resultados estuvieron afectados por un retador entorno de orden público que ocasionó el cierre temporal de los campos Castilla, Chichimene y CPO-09, y por una reducción temporal en la capacidad de disposición de agua en Rubiales.

A pesar de los eventos ocurridos en febrero, en el mes de marzo se logró recuperar el nivel de producción, con 712,000 barriles de petróleo equivalente por día durante el mes y 715,000 barriles de petróleo equivalente por día al cierre de marzo de 2018, lo que nos deja en la senda de la meta establecida para el año.

Para compensar los eventos del primer trimestre, la empresa ha tomado una serie de medidas, entre las que se encuentra: Primero, mayor trabajo de pozos y refuerzo en la actividad con un taladro adicional de perforación en el campo Castilla. Dos, anticipar el proyecto de desarrollo del campo Apiay, previsto inicialmente para el 2019, y ahora se ejecutará en el 2018. Tercero, anticipar y acelerar el proyecto de inyección de agua a 40 acres en el campo Chichimene. Y cuarto, incrementar la actividad de *workovers* en el campo Castilla, entre otros.

En el 2018 hemos incrementado la actividad de perforación. Adicional a la perforación en Castilla, Rubiales, Quifa y La Cira Infantas, hemos reactivado las campañas en siete campos: Dina, Arrayán, Tibú, Yariguí, Llanito, Acacias y Chichimene. Contamos con 18 taladros en operación directa, con lo que duplicamos el número de equipos utilizados en el 2017. Para el segundo semestre, está planeada la operación simultánea de 27 taladros en operación directa. Mientras que en operación asociada, este año se tendrán 25 taladros. Toda esta actividad, tanto en la operación directa como en la asociada, nos permitirá



asegurar la meta de producción del año, entre 715 y 725,000 barriles de petróleo equivalentes por día.

Desde la creación del programa de incremento de factor de recobro, se han ejecutado 42 pilotos; de estos, 7 nuevos pilotos ingresan al programa este año. De los 21 pilotos concluidos, 10 están en estructuración del proyecto de expansión, 6 pilotos se encuentran en evaluación de las posibles expansiones y 5 fueron documentados para futura revisión de expansión. En total tenemos 16 pilotos en procesos de expansión.

Las diferentes tecnologías que están aplicando nuestros pilotos permitirán aumentar el factor de recobro. Los procesos de recobro secundario por inducción de agua estiman factores de recobro incrementales entre el 3 y el 11%. El recobro terciario por inyección de agua mejorada y gas estiman un factor de recobro incremental entre el 5 y el 11%. El recobro terciario de inyección de vapor, un factor de recobro superior al 20%.

Las gráficas ilustran la efectividad de los pilotos, en donde se aprecia que en el último año se ha logrado incrementar la producción de crudo de manera significativa y por encima del plan. Y esto con un menor volumen de inyección de agua y agua mejorada. Este resultado ha sido posible dado el aprendizaje que se ha tenido en la compañía.

En la siguiente lámina queremos compartir la ejecución del proyecto de inyección de agua mejorada del campo Dina K, en donde ya se han perforado 7 pozos de los 16 planeados. Las gráficas en la lámina ilustran los resultados a la fecha y la expectativa con la expansión a todo el campo.

Los buenos resultados del piloto y su incremental de factor de recobro del 1.6% en cuatro patrones hace esperar un incremental de factor de recobro entre 5 y 7% para todo el campo, con los 11 patrones de inyección de la expansión.

Ahora, doy paso a Alberto, quien les comentará acerca de los resultados del segmento de Transporte.

**Alberto Consuegra:** Gracias, Rafael.

Buenos días. Durante el primer trimestre de 2018, se mantuvieron los resultados financieros positivos del segmento de Transporte, alcanzando un Ebitda cercano a los 2.2 billones de pesos, principalmente como resultado de mayores ingresos en el segmento por la entrada de San Fernando y reversiones del oleoducto Bicentenario. El Ebitda de 2.2 billones de pesos superó el resultado del primer trimestre de 2017 en cerca de 255,000 millones de pesos, es decir, un incremento de 13%.

En cuanto a los resultados operacionales, durante el primer trimestre de 2018, el volumen total transportado incluyendo crudos y refinados alcanzó 1,078,000 barriles por día, lo que representa un incremento de 0.7% en comparación con el mismo periodo de 2017. El volumen total de crudos transportados por oleoductos durante el primer trimestre de 2018 fue de 796,000 barriles por día, lo cual equivale a una reducción de 1.2% en comparación



con el mismo periodo de 2017. Esto debido principalmente a la menor producción país por problemas de orden público en los campos de Castilla y Chichimene a principios de año.

Del total de crudo transportado por el *midstream* aproximadamente un 70% es propiedad del Grupo Empresarial Ecopetrol. Es de resaltar que la estrategia de operación contingente para la evacuación de crudos de los campos cercanos a Caño Limón ha permitido la evacuación de 33,000 barriles por día durante el primer trimestre del año, debido a que el oleoducto Caño Limón-Coveñas estuvo operativo poco más de nueve días de 2018. Al 31 de marzo se realizaron 12 ciclos de reversión del oleoducto Bicentenario.

Por su parte, el volumen transportado por poliductos durante el primer trimestre de 2018 tuvo un incremento de 6.3% con respecto al primer trimestre de 2017, llegando a 282,000 barriles día. Esto debido a que principalmente durante el primer trimestre de 2017 la línea Cartagena-Barranquilla estuvo fuera de operación durante 21 días para atender problemas de integridad mecánica. Aproximadamente el 28% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de propiedad de Ecopetrol. El primero de enero de 2018 entró en operación el sistema San Fernando-Apiay, transportando durante este trimestre 206,000 barriles diarios. Con esto paso la palabra a Tomás, quien comentará sobre los resultados de *downstream*.

**Tomás Hernández:** Gracias, Alberto.

En el primer trimestre de 2018, la Refinería de Cartagena incrementó su margen bruto a 11.5 dólares por barril, que representa un crecimiento del 69% frente a resultados del primer trimestre del 2017. Es importante destacar que la Refinería de Cartagena lleva siete meses consecutivos desde septiembre del 2017 con margen bruto de dos dígitos, demostrando consolidación de su operación. La carga igualmente mostró un crecimiento, logrando un promedio de 144,000 barriles por día en el primer trimestre frente a 123,000 barriles por día promedio en el mismo periodo de 2017. En marzo, la refinería alcanzó un récord de carga de 160,000 barriles por día.

Por su parte, la Refinería de Barrancabermeja continúa con una operación estable. El margen del primer trimestre fue de 11.8 dólares por barril frente a 14.6 dólares por barril el primer trimestre del año anterior. Disminución debida principalmente al deterioro de los diferenciales del precio de gasolina y *fuel oil* en línea con el comportamiento de los mercados internacionales y al incremento en el precio de la canasta de crudos nacionales. En cuanto a la carga, se mantiene estable respecto al mismo periodo del año anterior.

En el frente de biocombustibles, Bioenergy continúa en la fase de estabilización de su operación. Es importante mencionar que en marzo del 2018, Bioenergy finalizó su primer año zafra, periodo de cosecha de caña de azúcar. Las lecciones aprendidas este primer año se estarán incorporando en el siguiente periodo de operación.

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

**María Fernanda Suárez:** Gracias, Tomás.



Durante el primer trimestre de 2018, el Grupo Empresarial Ecopetrol obtuvo el mejor resultado financiero trimestral de los últimos cuatro años. Una utilidad de 2.6 billones de pesos, un Ebitda de 7.1 billones de pesos y un margen Ebitda de 49%. Estos resultados fueron alcanzados en medio de problemas de orden público que afectaron la producción del trimestre. Los resultados alcanzados continúan demostrando nuestro sólido desempeño operacional y la capacidad de convertir los mejores precios en mejores retornos para nuestros accionistas.

El margen Ebitda de 49% es el margen más alto alcanzado desde 2014, cuando registrábamos precios cercanos a 100 dólares por barril. Esto se explica por nuestro desempeño operativo, las eficiencias estructurales alcanzadas desde el 2015 y los mejores precios registrados en el trimestre.

A lo largo de la cadena, todos los segmentos mejoraron sus resultados y sus márgenes, demostrando la generación de valor en cada segmento y los beneficios de ser una compañía integrada. El mayor aporte al Ebitda del trimestre proviene del segmento de Exploración y Producción, al alcanzar 4.3 billones de pesos frente a 3.3 billones de pesos en el mismo periodo de 2017. Este resultado se logró incluso con 93,000 barriles por día equivalente de menor volumen de ventas y refleja el incremento en la canasta del mejor entorno de precios y de los esfuerzos comerciales para mejorar en 1 dólar por barril el diferencial de la canasta.

El segmento de Refinación tuvo un ligero incremento en su aporte al Ebitda gracias al desempeño operacional de Reficar, lo que permitió compensar los menores resultados obtenidos por la Refinería de Barranca, al observar un entorno de precios menos favorable al *fuel oil*.

Por su parte, el segmento de Transporte aumentó su Ebitda en un 13% frente al resultado alcanzado en el mismo periodo de 2017, gracias al plan de eficiencias implementado; incluso con menor volumen de crudo y con una tasa de cambio promedio menor.

Vamos por favor a la siguiente lámina para ver la evolución de la utilidad neta. La utilidad neta del primer trimestre de 2018 ascendió a 2.6 billones de pesos frente a 886,000 millones alcanzados durante el mismo periodo de 2017. La utilidad neta creció 195%, lo que al comprar con la industria de petróleo y gas nos ubica en el primer cuartil de crecimiento del resultado neto.

Los ingresos del Grupo Empresarial aumentaron 1.3 billones de pesos, lo que resulta en un 10% de crecimiento frente al primer trimestre de 2017, como resultado combinado de: un incremento de los precios de referencia del crudo Brent, que pasaron de 55 dólares por barril en el primer trimestre de 2017 a 67 dólares por barril en este trimestre; un mejor diferencial de la canasta de crudos de exportación, en 1 dólar por barril. Efectos que se vieron compensados con: un menor volumen de ventas, por mayor internación de productos de Reficar; y una menor producción por 15,000 barriles por día equivalentes, dado los problemas de orden público y operacional.



El costo de ventas disminuyó en cerca de 300,000 millones de pesos, principalmente por: menor compra de diésel y gasolina, gracias a la sustitución por productos de la Refinería de Cartagena; incremento de crudos nacionales en la dieta de la Refinería de Cartagena, al pasar de 39% de crudos propios en el primer trimestre de 2017 a 71% en el primer trimestre de 2018; y menor consumo de diluyente, pasando de 16.6% de factor de dilución en el primer trimestre de 2017 a 14.8% en el primer trimestre de 2018.

El resultado de la exitosa estrategia de transporte de crudo pesado ha llevado el costo de dilución por barril de 4.5 dólares en el primer trimestre de 2017 a 3.88 dólares por barril en el primer trimestre del 2018. Los resultados reflejan los beneficios de las sinergias entre segmentos y la consolidación de la operación de la Refinería de Cartagena.

Por su parte, las depreciaciones y amortizaciones disminuyeron en el primer trimestre de 2018 frente al mismo periodo de 2017, principalmente por efecto de la mayor incorporación de reservas en 2017 frente a 2016. Efecto que se ve ligeramente compensando por mayor participación en el campo K2.

Los gastos operacionales presentaron una disminución de más de 350,000 millones de pesos, resultado de la eliminación del impuesto a la riqueza, el cual fue reconocido por última vez en el primer trimestre de 2017. Este rubro se compensa con una mayor actividad sísmica y exploratoria en Ecopetrol Brasil y en Hocol.

El resultado de diferencia en cambio refleja la disminución de la exposición cambiaria, gracias a la optimización de la posición neta en dólares, al pasar de un gasto de 449,000 millones de pesos en el primer trimestre de 2017 a una utilidad de 22,000 millones en el mismo periodo de 2018.

En el gasto de intereses se observa un ahorro de 51,000 millones de pesos, producto de la estrategia de prepagar 2.4 billones de dólares en 2017 y a la menor tasa de cambio. La tasa efectiva de renta para el primer trimestre de 2018 se ubicó en 40%; la disminución frente al año anterior es resultado de los mejores resultados obtenidos en la Refinería de Cartagena y en Ecopetrol América, y a una disminución de 300 puntos básicos en la tasa nominal de tributación.

Vamos ahora a la siguiente lámina para ver el flujo de caja del Grupo Empresarial.

Durante el primer trimestre de 2018, la liquidez de la compañía se mantuvo sólida, cerrando con una posición de caja de 16.6 billones de pesos, que incluye un saldo de efectivo por cerca de 8 billones de pesos e inversiones de corto y mediano plazo por 8.6 billones de pesos. El flujo de caja generado por la operación ascendió a 4.7 billones en el trimestre, el flujo de inversión durante el primer trimestre de 2018 alcanzó 3.6 billones de pesos, impulsado por mayores inversiones en Capex e inversiones en títulos de portafolio.

La ejecución de Capex a cierre de marzo ascendió a 1.2 billones de pesos. Durante el trimestre, los problemas de orden público nos obligaron a desplazar para el segundo trimestre cerca de 150,000 millones de pesos. En el rubro de financiamiento se realizaron abonos de capital y pagos de intereses por 900,000 millones de pesos, lo que resulta en un



indicador deuda bruta Ebitda de 1.7 veces frente a 2.6 veces en el mismo periodo del 2017. Por su parte, el indicador deuda neta Ebitda alcanzó un nivel de una vez Ebitda.

Los resultados financieros obtenidos son reflejo de una compañía integrada enfocada en el crecimiento y la generación de valor. Nuestra fortaleza y eficiencia financiera resultan en una sólida posición de caja, lo que nos permite continuar enfocados en buscar alternativas de crecimiento, preservar las eficiencias logradas y mantener la disciplina de capital. Paso ahora la palabra al presidente para sus conclusiones finales.

**Felipe Bayón:** María Fernanda, muchas gracias.

Personalmente, me siento satisfecho con los resultados financieros y operacionales del trimestre. Hemos demostrado tenacidad, resiliencia y capacidad de reacción en nuestras operaciones. Vamos en la dirección correcta para cumplir con nuestros objetivos. La meta de producción para el año la mantenemos entre 715,000 y 725,000 barriles de petróleo equivalentes por día. Nuestra prioridad es mantener operaciones seguras, la excelencia operativa, el cuidado del medio ambiente y finalizar con unas sólidas métricas financieras. Con esto abro la sesión de preguntas y respuestas. Muchas gracias.

**Operadora:**

En este momento tenemos a Katherine Ortiz de Davivienda Corredores.

**Katherine Ortiz:** Buenos días. Muchas gracias a todos por la llamada y también felicitaciones por los resultados del trimestre, muy positivos. Tengo básicamente preguntas relacionadas con el segmento de Refinación. Quisiera, pues, orientación frente al desempeño que podría seguir teniendo este durante el 2018 y más específicamente en lo relacionado con el margen de refinación de Barranca, que vimos una reducción importante durante el trimestre. Quisiera saber con el incremento en los precios del crudo si podríamos seguir teniendo reducciones en el margen de refinación de Barranca.

Y en el caso de Reficar, en el informe se menciona que durante marzo se logró una carga máxima histórica de la refinería de 160,000 barriles; quisiera saber si podríamos esperar estas cifras para lo que resta del año, si mantenemos el rango de los 145,000. Y también alguna guía relacionada con el margen de Reficar hacia adelante, el margen bruto de refinación.

Y por último, quisiera entender una reversión pequeña, un *impairment* de 146,000 millones que se observa en los resultados, pues, específicamente a qué obedece. Muchas gracias.

**Felipe Bayón.** Katherine, buenos días. Felipe Bayón. Voy a contestar inicialmente y después le doy la palabra a Tomás para que hable un poco más en detalle.

Creo que es importante, en términos de contexto, volver a pensar que nosotros en el mes de diciembre terminamos la prueba global de desempeño en Reficar, y esto nos permitió entender pues muchísimo más en detalle, digamos, las virtudes de la refinería, las posibilidades de la refinería. Y con base en eso, construimos, digamos, operacionalmente el



caso para llevar la refinería hasta 160,000 barriles en marzo. Y esto también, de alguna manera, nos da muchísima información y nos da, digamos, la posibilidad de entender algunas cosas que tenemos que seguir ajustando para mantener niveles de carga por encima de los 150,000, si es posible, pero yo en este momento pues no pensaría en cambiar el *guidance*. Sin embargo, sí son muy buenas noticias que estamos por encima de los 150 y que lo pudimos hacer de manera consistente, inclusive hubo ocho días durante el mes de marzo que estuvimos por encima de 165,000. Entonces, yo creo que eso es muy buena noticia.

En términos de los márgenes, nosotros ya en Reficar llevamos varios meses con márgenes de dos dígitos, y hemos visto, en ese sentido, que esos márgenes son sostenibles, pero claramente pues habrá necesidad que vayamos mirando contra el tema de los precios en general, pero sí creemos que son sostenibles en el mediano y largo plazo.

Un factor adicional, antes de pasarle la palabra a Tomás, es que definitivamente hoy la Refinería de Cartagena la estamos cargando con una proporción más grande de crudos colombianos, de crudos nacionales, y eso nos da muchísimas ventajas desde el punto de vista de procesamiento como tal, de la parte operativa, pero también desde el punto de vista de margen. Y nos da muchísima muchísima flexibilidad.

Le voy a pedir a Tomás que explique un poco más hacia delante cómo vemos el tema de márgenes, no solo para Reficar, sino para Barranca, y después la pregunta de *impairment*, le pido a María Fernanda que nos la conteste.

**Tomás Hernández:** Bien. Gracias, Katherine, por la pregunta. Tomás Hernández, vicepresidente de Refinación.

Primero, empezando con Barrancabermeja. Primero, la carga ha sido muy estable, en Barrancabermeja tenemos una operación estable en lo que es carga a las unidades. Y eso, a pesar de unos crudos más pesados que hemos tenido en la refinería. Nosotros tuvimos en el primer trimestre una parada mayor de una unidad de conversión, que no la tuvimos en el primer trimestre del 2017, que nos afectó, una parada de cracking. Y el margen se vio debilitado un 19%, y lo hemos analizado, como el 14% es resultado de los crudos más costosos, ¿verdad?, crudos que se han encarecido en la canasta de crudos, a Barranca, y el 5% del efecto es la disminución del diferencial de los productos, especialmente *fuel oil* y gasolina, que son los dos impactos fuertes. Como sabemos, Barranca es un productor de gasolina fuerte y hemos sido impactados por eso.

El foco continúa en Barranca en optimizar la carga, la dieta, optimizar los crudos que le llegan a Barranca, que sean los más óptimos para generar los productos más valiosos. Ha sido un muy buen trabajo en Barranca. Y como dijo el presidente, inclusive el 21 de marzo logramos un récord de refinación histórico en Colombia de 395,000 barriles día, un récord puntual de refinación.

En el caso de lo que vemos a futuro para Barrancabermeja, básicamente vemos ahí una continuación de los márgenes doble dígitos, ¿verdad? Obviamente esto está muy en línea de los márgenes internacionales. Nosotros tenemos un referente que utilizamos para el margen



bruto, es PIRA, el margen del US Gulf Coast, el Golfo de México, cracking de crudo LLC, y vemos que estamos por encima de ese margen referente del golfo de México, un 27% por encima. Esperemos que eso continúe, o sea, el doble dígito margen continúe en el 2018 y la carga estable de la refinería que continúe en el año.

En Cartagena, para dar un poquito de... también el récord refinación, tuvimos un récord en Cartagena de 167,000. Ese récord es puntual, obviamente es parte de la optimización, el periodo de optimización que estamos ahorita en Cartagena, estamos explorando cuellos de botella y mejorando la operación de las unidades. Y vemos la carga, la que proyectamos está en línea con lo que vamos a hacer este año. La estabilización de la refinería sigue muy bien; tuvimos unas paradas técnicas en el primer trimestre, en enero del 2018, en el cóquer y en el cracking, que fueron puntuales y muy pequeñas, pero la refinería está operando muy bien y esperamos que continúe todo el año. Gracias.

**María Fernanda Suárez:** Katherine, respecto a la pregunta sobre el gasto de *impairment* es importante aclarar que es una recuperación que tenemos en este trimestre. La explicación son dos rubros principalmente. Uno, un ajuste que tuvo el *impairment* de Reficar en el cierre del 2017, que quedó registrado en los libros de Reficar, pero que por el proceso que se sigue no había todavía subido al proceso de consolidación. Entonces ese proceso de consolidación se ve reflejado en este primer trimestre del 2018, y eso obedece más o menos a la mitad de la recuperación. Y la otra mitad se da por un campo en donde tuvimos más reservas de lo estimado en el cierre del 2017, y eso nos llevó, en ese campo de producción, a tener una recuperación adicional.

**Operadora:** Nuevamente, si tiene una pregunta, por favor presione asterisco (\*) uno (1) en su teléfono. Si desea retirarse de la lista de espera, por favor digite la tecla número (#).

En este momento, tenemos a Andrés Duarte de Corficolombiana.

**Andrés Duarte:** Buenos días. Muchas gracias por la presentación y felicitaciones por los resultados, nuevamente.

Entendí ahora que estaban hablando que parte de la explicación de un menor Capex se debía a temas de orden público. Quería saber lo siguiente: si pasamos ya no a Capex sino a gastos, gastos de exploración y producción, ¿cómo se debe interpretar esa caída de 913,000 a 71,000 en el primer trimestre de 2018? ¿Hay algo relacionado con esa explicación para el Capex o esto es una explicación diferente? ¿Y cómo se debería interpretar esta cuenta?, que a mi modo de ver hace buena parte de la explicación de la reducción de costos y gastos y del buen resultado.

La otra pregunta ya es específicamente relacionada con el Capex, me parece que sigue presentándose cierta ciclicidad en el comportamiento de las inversiones. Quiero saber si es así o si efectivamente el tema de orden público impactó tanto que no se pudo invertir lo que se quería invertir.

Y finalmente, en el segmento de Refinación, yo quería entender, más allá del hecho de que Reficar, pues, de que le hayan quitado la deuda... que deje de estar en cabeza de Reficar,



¿qué es lo que está explicando el resultado de ingresos y gastos financieros que pasa a hacer positivo en 293,000 para Reficar? Esas serían las tres preguntas. Muchas gracias.

**María Fernanda Suárez:** Andrés, buenos días y muchas gracias por tus preguntas. Voy a empezar en orden. Respecto a tu pregunta sobre gastos de exploración y producción, ¿la pregunta te refieres al cambio que hubo del último trimestre del 2017 al primer trimestre del 2018. Esa diferencia obedece principalmente a que durante el año 2017 tuvimos bastante actividad exploratoria y también teníamos actividad exploratoria de años anteriores que estaban en proceso de su evaluación técnica. Al concluir esa evaluación técnica, en el último trimestre del 2017 llevamos varios, digamos que actividad exploratoria al gasto, porque no tenían prospectividad para continuar. Esta disminución en el primer Q obedece más a lo ocurrido en el trimestre, dado que ya, digamos que se terminó muchos de los pozos en evaluación técnica. También hay actividad del 2017 que todavía está en evaluación y que una vez se tome una definición o continúan en el Capex para ser desarrollados o se llevan al gasto, pero es parte, digamos, de la actividad normal del rubro de gasto exploratorio.

En cuanto a la ciclicidad del Capex, te diría dos cosas principales: lo primero es que nosotros tenemos una estimación que los efectos de orden público en el Meta y en Caño Limón más o menos nos retrasaron una ejecución de Capex por cerca de 50 millones de dólares. Entonces, si bien es una cifra importante, sí es cierto lo que tú preguntas respecto a la ciclicidad; nosotros estamos esperando que la mayor cantidad de Capex que vamos a ejecutar este año se va a ejecutar en el tercer y cuarto trimestre. Entonces, diría que en el segundo trimestre verán una ejecución un poco más acelerada de lo que se vio en el primer trimestre, pero la mayor parte de la ejecución se dará en el tercer y cuarto trimestre.

Respecto al tema de gastos financieros. Entonces en el tema de gastos financieros hay varios factores, el primer factor es el tema de diferencia en cambio, que tal vez es lo que hace la diferencia más significativa. El año pasado, nosotros en el primer trimestre del 2017 registramos una pérdida por diferencia en cambio, porque teníamos una posición neta larga en dólares y se dio un revaluación en ese trimestre. Este trimestre tuvimos también una pequeña diferencia en cambio, pero muchísimo menor y por eso se ve el cambio. Tenemos también un ahorro de cerca de 50,000 millones de pesos en intereses, gracias a la menor deuda que tenemos y a la menor tasa de cambio. Y por último, pues tenemos una eficiencia en intereses, y la eficiencia en intereses por la asunción de la deuda de Reficar se ve más en la estructura de todos los estados financieros que en el rubro de intereses, porque en el rubro de intereses nosotros asumimos la deuda que estaba en cabeza de Reficar en las exactas condiciones en las que tenía Reficar. Entonces, ahí no vas a ver ningún cambio, pero debido a las diferencias en la estructura de capital de las dos compañías y en su naturaleza tributaria y jurídica, hay eficiencias que logramos al asumir esa deuda.

**Andrés Duarte:** Okay. Muchas gracias.

**Operadora:** En este momento tenemos a Andrés Cardona de Citibank.

**Andrés Cardona:** Hola, muy buenos días. Yo tengo una pregunta sobre el programa de exploración y desarrollo que tienen planteado para este año, tenía unas metas de 12 pozos



de exploración y de unos 620 pozos de desarrollo. Yo quería que nos comentaran cómo van al 1Q, y si dados los mejores precios del petróleo, están esperando revisar este número al alza. Muchas gracias.

**Jorge Calvache:** Andrés, es Jorge Calvache, vicepresidente encargado de Exploración. Muchas gracias por su pregunta.

Con respecto a la meta de 12 pozos, sí estamos comprometidos con la perforación de 12 pozos y estamos también buscando opciones para incrementar este número de pozos. Básicamente, una de las estrategias de este año es en el *onshore*, donde estamos perforando pozos muy cerca de nuestras facilidades de producción, de tal forma, y ya lo hemos visto, pozos como Lorito, como Jaspe, como Infantas, que están muy muy muy cerca de nuestras facilidades. Y lo que hace es que estos pozos, en caso de ser exitosos, obviamente sean fácilmente puestos en producción y que son barriles realmente que van muy rápidamente de exploración a producción. Esto en cuanto a la parte de exploración.

Le paso la pregunta, entonces, a Felipe para contestar la parte de producción.

**Felipe Bayón:** Pues, Andrés, muchas gracias. Definitivamente, como lo estaba explicando Jorge, parte del enfoque es mirar lo que llamamos *near-field exploration* o la exploración cerca de los campos. Hemos tenido muy buenos resultados, y ese trabajo que empezamos ya hace un tiempo nos permitió pasar del 17 al 18 con varios pozos en evaluación que están abriendo otras oportunidades. Entonces, definitivamente pues sí vemos que es la dirección correcta.

Y en cuanto a los pozos de desarrollo, nosotros, pues pensemos que hace dos años hacíamos 120 pozos de desarrollo más o menos; este año tenemos unos 640... entre 620 y 640, pero claramente si nosotros vemos que hay oportunidad de tener actividad adicional, siempre y cuando esa actividad adicional sea generadora de valor, esté haciéndose dentro de todos los estándares y con todos los, digamos, con el rigor de disciplina operacional, pues son cosas que nosotros vamos a mirar. Nosotros constantemente estamos revisando esas oportunidades que los campos nos van abriendo en la medida que tengamos información adicional y claramente el compromiso en ese sentido es seguir en el, digamos, en el marco de una disciplina financiera bien importante, con ese incremento de actividad y de operaciones hacia adelante.

**Andrés Duarte:** Muchas gracias.

**Operadora:** En este momento tenemos a Jairo Lastra de Lastra Capital.

**Jairo Lastra:** Buenos días. Felicidades por los estados financieros y por la oportunidad de hacerles una pregunta, y son básicamente en términos financieros. Ha venido acumulando bastante caja la compañía y hoy en día estamos ya manteniendo casi tres flujos continuos por encima de los 15 billones. ¿Han contemplado, adicional al plan de expansión, de comprar otras compañías, recompra de acciones?



Y la segunda pregunta va en relación a la exposición neta en dólar que tiene. Han venido bajando el apalancamiento en dólares, ¿cómo está compuesta la caja hoy en día? ¿Qué tanta exposición de la caja está en moneda extranjera?

**María Fernanda Suárez:** Jairo, buenos días. Gracias por tu pregunta.

Mira, respecto a la caja, nosotros tenemos más o menos, hoy en día, mitad y mitad entre lo que tenemos en dólares y lo que tenemos en pesos. Respecto a la exposición cambiaria, es importante decir que parte de esa posición de caja en dólares genera una neutralización de nuestra posición pasiva en dólares vía el endeudamiento que tenemos en dólares. Nuestra posición en dólares para el cierre del trimestre fue una posición neta en dólares baja, en la medida, digamos, en que sigamos acumulando dólares por nuestras exportaciones, pues esa exposición cambiaria probablemente subirá a lo largo del año.

Respecto a nuestros planes de caja, te diría que nuestros planes de caja están enfocados principalmente en nuestro crecimiento orgánico e inorgánico, y ese es el destino que tenemos. Nosotros buscamos tener caja para todas las inversiones orgánicas, para crecimiento, que trae oportunidades también en fusiones y adquisiciones, y por supuesto también para el pago de dividendos.

**Jairo Lastras:** Okay, muchísimas gracias. ¿Pero eso dejaría completamente descartada una posibilidad a un plan de recompra en un futuro? Recompra de acciones.

**María Fernanda Suárez:** Pues nosotros nunca descartamos nada totalmente, son temas que siempre se estudian. Yo creo que ahí es importante tener en consideración que si bien es una posibilidad, una de las cosas que siempre hay que tener presente es que esta compañía al tener menos de 90% de propiedad del Estado eso le permite ser una compañía de empresa mixta y no estar dentro del presupuesto general de la nación. Entonces, si bien es algo que siempre se puede estudiar y que se estudia para cuando sea oportuno, pues es algo que hay que tener en consideración.

**Jairo Lastra:** Listo. Muchas gracias.

**Operadora:** En este momento no tenemos más preguntas. Le cedo la palabra al señor Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol.

**Felipe Bayón:** Muchísimas gracias. Nuevamente, a todos los que nos acompañaron en la llamada del día de hoy, presentación de resultados del primer trimestre, gracias por el seguimiento que hacen de la compañía. Como compañía estamos absolutamente comprometidos con la disciplina operacional, con tener un buen relacionamiento con esas comunidades donde estamos operando, muy enfocados en continuar consolidando la solidez financiera que hemos logrado hasta el momento, en seguir muy enfocados en disciplina y en rigor desde el punto de vista de todo lo que hacemos. Y definitivamente mirar el tema de crecimiento no solo de producción y de reservas como una prioridad, algo que seguimos trabajando, lo anunciaremos en su debido momento, cuando esas cosas pues se den en términos de resultados concretos. Pero nuevamente a ustedes muchas gracias por su participación en el día de hoy, por el seguimiento permanente que hacen de la compañía



y, sobre todo, un reconocimiento efusivo al equipo de trabajo de todas las compañías del Grupo de Ecopetrol. Muchas gracias y que tengan un muy buen día.

**Operadora:** Gracias, damas y caballeros. Esto concluye la conferencia de hoy. Gracias por participar, pueden desconectarse.