



LLAMADA DE RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS GRUPO ECOPETROL 3T 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 tercer 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: Jaime Caballero, vicepresidente corporativo de Finanzas; Alberto Consuegra, presidente encargado de Cenit; Jorge Calvache, vicepresidente encargado de Exploración; Rafael Guzmán, vicepresidente técnico; y Tomás Hernández, vicepresidente de Refinación y Procesos Industriales.

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 al señor Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol.

Felipe Bayón: María Catalina, muchas gracias.

Doy la bienvenida a todos los que nos acompañan en el día de hoy en esta conferencia de resultados del tercer trimestre del 2018. Me complace compartir con ustedes el mejor resultado financiero de los últimos cuatro años para el periodo acumulado de los primeros nueve meses del año.

La utilidad neta ascendió a 8.9 billones de pesos. El Ebitda alcanzó 23.8 billones de pesos y el margen Ebitda se ubicó en 48%. Este excelente resultado se obtuvo, entre otras cosas, gracias a la estabilidad operacional de todos los segmentos, permitiendo aumentar la producción de crudo y gas, los mejores precios del crudo, estabilidad en la tasa de cambio y menores importaciones de crudo para las refinerías y de productos para el mercado local.

Vamos por favor a la siguiente diapositiva para observar el excelente desempeño operativo del Grupo.

Nuestra estrategia comercial continúa arrojando muy buenos resultados. La flexibilidad que tenemos hoy nos permitió aprovechar la mayor demanda de crudo proveniente de refinadores en Asia, y así generar un mayor valor. Gracias a esta y a otras iniciativas, el descuento del



precio de la canasta de crudos que vende Ecopetrol con respecto al Brent se mantuvo en un 11%, logrando capturar los beneficios del incremento en precio.

En el segmento de Exploración, me complace resaltar la entrada de Ecopetrol a una de las cuencas petrolíferas de mayor potencial en el mundo. De la mano de BP Energy y CNOOC Petroleum ganamos el bloque Pau-Brasil, localizado en la región central de la Cuenca de Santos del presal brasileño. Este hito se enmarca en la estrategia de crecimiento de la compañía y demuestra la capacidad que tiene Ecopetrol para desarrollar alianzas estratégicas con compañías líderes en la industria para proyectos de clase mundial.

Durante este trimestre, el tercero del 2018, continuamos con la senda de crecimiento en producción, alcanzando 724,000 barriles de petróleo equivalente por día, siendo este el mayor volumen de producción de los últimos diez trimestres. Este incremento en producción está en línea con la meta establecida para el año 2018, y se obtuvo gracias a la mayor demanda de gas del sector térmico e industrial y a los buenos resultados de la campaña de perforación, que refleja un mayor nivel de actividad para el trimestre. Por su parte, el promedio acumulado de producción del año es de 716,000 barriles de petróleo equivalente por día.

En el segmento de Transporte, quiero destacar el incremento del volumen transportado de crudo y productos refinados, entre otras cosas, posible gracias a las optimizaciones de los sistemas Galán-Bucaramanga y Coveñas-Cartagena.

Refinación continúa con un desempeño operacional sobresaliente. En el trimestre alcanzamos un nuevo máximo histórico de carga estable con 380,000 barriles por día para las dos refinerías. El tercer trimestre ha sido el mejor del año en carga y en margen de refinación para cada una de las refinerías, Cartagena y Barranca.

En línea con nuestro compromiso con el país por mejorar la calidad del aire, hemos aprovechado las mayores sinergias entre las refinerías de Cartagena y de Barrancabermeja, así como ajustes operacionales en los sistemas de transporte y logísticos para producir y entregar combustibles más limpios.

En septiembre, el diésel que entregó Ecopetrol a sus clientes en Colombia tuvo un promedio de contenido de azufre entre 15 y 20 partes por millón. Este valor es inferior al máximo de 50 partes por millón permitido por la normatividad local. En particular, la ciudad de Medellín recibió un diésel con un promedio entre 12 y 15 partes por millón de azufre, el cual cumple con los estándares de mercados referentes a nivel mundial, como es el caso de los Estados Unidos, este mercado se encuentra normalmente entre 10 a 15 partes por millón de azufre.

Durante septiembre finalizamos exitosamente la negociación de una nueva convención colectiva de trabajo para los próximos cuatro años y medio. Este acuerdo busca mantener la eficiencia y la disciplina de capital en la nueva fase de crecimiento de Ecopetrol, y redundará positivamente en beneficio del bienestar de los trabajadores y del desarrollo del país.



Los buenos resultados del trimestre son el fruto del compromiso y dedicación de todos los empleados del Grupo Empresarial, siempre cumpliendo con altos estándares de disciplina operativa, cuidado por la vida y cuidado del medio ambiente.

Ahora paso la palabra a Jorge Calvache, quien les hablará de los principales resultados del segmento de Exploración.

Jorge Arturo Calvache: Gracias, Felipe. El mayor hito del trimestre fue haber ganado el bloque exploratorio Pau-Brasil en consorcio con CNOOC Petroleum, con un 30% de participación, y BP Energy con un 50% de participación, siendo este último el operador. Este bloque está localizado en la región central de la Cuenca de Santos, una de las principales del *offshore* brasilero.

El bloque Pau-Brasil tiene una superficie de 1,184 kilómetros cuadrados y una profundidad de agua promedio de 2,200 metros. Con este resultado apalancamos nuestro objetivo estratégico de aumentar reservas y producción a través de exploración. Adicionalmente, ampliamos nuestro portafolio de inversiones en una de las cuencas más atractivas, de la mano de socios estratégicos que cuentan con amplia experiencia a nivel mundial en el *offshore*.

Vamos por favor a la siguiente diapositiva para ver los resultados de la actividad exploratoria. Durante el trimestre se perforaron cinco pozos exploratorios en el *onshore* colombiano, para un total de 9 pozos en lo corrido del 2018. Lo anterior nos permite estar más cerca de nuestra meta de 12 pozos exploratorios para el año. En el pozo Andina-1, operado por Parex y ubicado en el municipio de Tame (Arauca), confirmamos la presencia de hidrocarburos. Este pozo alcanza una profundidad de 17,500 pies, encontrando hidrocarburos en las formaciones Guadalupe y Gachetá-Une. Las pruebas iniciales confirmaron hidrocarburos livianos de 42 grados API y gas en la formación Gachetá-Une. Adicionalmente, en la formación Guadalupe, las pruebas confirmaron hidrocarburos de 35 grados API y gas. Actualmente estamos perforando el pozo delimitador Andina-2 para confirmar la extensión de este descubrimiento.

Adicionalmente, en el pozo REX-NE 02, operado por OXY en asocio con Ecopetrol, se realizaron pruebas de producción durante el mes de septiembre que confirmaron la presencia de petróleo liviano de alta calidad, de 35 grados API. Este pozo está ubicado en el bloque Cosecha, al sur del campo Caño Limón, en Arauca, y cerca de infraestructura existente, lo cual facilita la incorporación de barriles en corto tiempo.

Por otro lado, el pozo Pulpo-1, operado por OXY en sociedad con Ecopetrol, fue seco y se encuentra en etapa de abandono. Por su parte, la filial Hocol perforó dos pozos, el pozo Payero E-1ST-1, en asocio con Total y Repsol, fue taponado y abandonado. Por último, el pozo Arrecife-1 se encuentra actualmente en etapa de evaluación.

Continuando con la campaña exploratoria 2018, estamos trabajando en la maduración de proyectos adicionales a perforar este año. Resalto los avances en la gestión de viabilidad y entorno, así como las obras civiles y actividades preperforación de los pozos Finn-1, La Cira 7000, Boranda-2, y los pozos Ocelote 500, Ocelote 510 y Ocelote 520.



En Ecopetrol México adquirimos 11,009 kilómetros cuadrados de sísmica regional 3D, la cual permitirá realizar la evaluación del potencial exploratorio de la Cuenca Salina en el *offshore* del sureste del Golfo de México, y además madurar oportunidades exploratorias en los bloques 6 y 8, que nos fueron asignados a mediados del 2017.

Ahora paso la palabra a Rafael Guzmán, quien hablará de los resultados de producción del Grupo Empresarial.

Rafael Guzmán: Gracias, Jorge. En el tercer trimestre de 2018, la producción promedio del Grupo Ecopetrol alcanzó 724,000 barriles de petróleo equivalente por día, mostrando una senda de crecimiento alineada con la meta de producción del año, que se mantiene entre 715,000 y 725,000 barriles de petróleo equivalente por día.

Destacamos los resultados de la campaña de perforación en los campos La Cira, Rubiales, Quifa y Castilla, los cuales contribuyeron significativamente al incremento en producción del trimestre. El incremento en producción se explica en parte por mayor producción y ventas de gas en la filial Hocol. Al cierre del tercer trimestre se tenían en operación 41 taladros de perforación, un 64% más que los reportados al final de 2017. La intensificación de la campaña de perforación permite asegurar la senda de producción hacia la meta establecida y aprovechar los precios favorables del mercado.

El 23% de la producción del Grupo Empresarial es aportada por campos cuyo mecanismo principal de recobro es secundario o terciario. Dentro de los principales campos que contribuyen están La Cira-Infantas, Casabe y Yariguí con inyección de agua; y Cusiana, Cupiagua y Piedemonte con inyección de gas. Los pilotos de recobro mejorado se consolidan como una operación estable que sigue apalancando la estrategia de crecimiento de producción y reservas, mostrando resultados positivos tanto en eficiencia de inyección y respuesta del yacimiento como de incremento en el factor de recobro.

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

Alberto Consuegra: Gracias, Rafael. Al cierre de septiembre de 2018, el segmento mantuvo resultados financieros positivos con un Ebitda cercano a 6.4 billones de pesos, lo que representa un incremento de 7% comparado con el mismo periodo del año anterior. Este comportamiento se debe, principalmente, a mayores ingresos asociados a la entrada en operación del sistema San Fernando y reversiones del Oleoducto Bicentenario.

Durante el año, el segmento transportó 1,103,000 barriles de crudo y refinados por día, lo que representa un crecimiento en volumen del 1.6% frente al mismo periodo del año anterior.

En lo corrido del año, los daños ocasionados por terceros al sistema Caño Limón-Coveñas no afectaron el volumen total de crudo transportado durante el año, el cual creció en 1.2% frente al mismo periodo de 2017.

La operación de reversión del Oleoducto Bicentenario cumplió un papel vital en el mantenimiento de los niveles de crudo transportados, incluyendo un total de 35 ciclos de



reversión a septiembre. Aproximadamente el 75% del volumen de crudo transportado es propiedad del Grupo Empresarial Ecopetrol.

En cuanto al transporte de refinados, en el acumulado del año, se presentó un incremento de 2.5% con respecto al mismo periodo del año anterior. Este aumento refleja el impacto de las mejoras realizadas a los esquemas operativos en varios de los sistemas, permitiendo tener mayor disponibilidad de producto en las principales áreas de consumo del país. Asimismo, la mayor disponibilidad de productos de la Refinería de Barrancabermeja ha contribuido a la maximización en la utilización de los sistemas de evacuación de Cenit, aproximadamente el 33% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol.

Con esto paso la palabra a Tomás Hernández, quien comentará sobre los resultados del segmento de Refinación.

Tomás Hernández: Gracias, Alberto. Me complace presentar los sólidos resultados del segmento Refinación para un año donde con la operación conjunta y estable de nuestras refinerías hemos logrado generar valor al Grupo Empresarial. Durante el trimestre alcanzamos un máximo histórico de carga promedio de 380,000 barriles por día. En el tercer trimestre del 2018, la Refinería de Cartagena obtuvo un margen bruto de 12.1 dólares por barril, siendo el mayor margen trimestral alcanzado durante el año. Este resultado refleja el buen desempeño operacional de la refinería en su proceso de optimización y el incremento de porcentaje de crudos nacionales en la composición de la carga, alcanzando en este trimestre un 80%.

Es importante mencionar que en agosto se realizó una prueba cargando 100% de crudos nacionales durante nueve días, llegando a niveles de 164,000 barriles por día, lo anterior en línea con el proceso de optimización de la dieta de crudo de la refinería. En línea con lo anterior, la carga continuó mostrando una tendencia creciente, logrando un promedio de 158,000 barriles por día en el tercer trimestre, lo que representa la mayor carga promedio trimestral del año. Vale la pena destacar que en el mes de septiembre se alcanzó la mayor carga desde la entrada en operación de la refinería, con 161,000 barriles promedio día.

Por su parte, la Refinería de Barrancabermeja continúa una operación estable, la carga se incrementó alcanzando un promedio de 223,000 barriles por día en el tercer trimestre, la más alta registrada en el año. Este resultado se logró gracias a la implementación efectiva de la iniciativa de segregación de crudos livianos que permitieron aumentar su disponibilidad.

El margen del tercer trimestre se fortaleció frente al trimestre inmediatamente anterior llegando a 13.9 dólares por barril, el más alto reportado en el año.

Este mejor comportamiento se explica por una mejora en los diferenciales de precio de productos versus Brent, principalmente en *fuel oil*, así como en el diferencial de precio de la dieta de crudos.

Con respecto a nuestra área petroquímica, Esenttia continúa con una operación estable y buenos resultados financieros, aunque afectados por el alto costo de la materia prima en lo corrido del año y compensado parcialmente gracias a su estrategia comercial. En el frente de



biocombustibles, Bioenergy terminó la ejecución de mantenimiento interzafra y en septiembre dio inicio a su operación, correspondiente a la zafra 2018-2019.

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

Jaime Caballero: Gracias, Tomás. Los sólidos resultados financieros que hoy presentamos reflejan el excelente desempeño de cada segmento de negocio, los cuales han interiorizado la disciplina de capital y la búsqueda permanente de mayores eficiencias y rentabilidad, pilares fundamentales de nuestra estrategia. Entre enero y septiembre de 2018 acumulamos un Ebitda de 23.8 billones de pesos, superando el reportado en 2017. También ganamos 6 puntos porcentuales adicionales de margen Ebitda, para un acumulado de 48% a septiembre de 2018.

El Ebitda por barril del Grupo Empresarial continúa creciendo, para el acumulado 2018 alcanzamos 47.3 dólares por barril, 58% más que en 2017 y mayor que el incremento de 33% que tuvo el Brent en ese mismo periodo. La mayor generación de Ebitda es atribuible principalmente a la mejora de los precios de la canasta de crudo, apalancada por nuestra estrategia comercial; a la menor importación de crudo y productos y a la gestión de control de costos y mayores eficiencias del Plan de Transformación. Esto permitió absorber el impacto de mayores gastos exploratorios en el tercer trimestre por un valor de 767,000 millones de pesos. Normalizando dicho efecto, el margen Ebitda hubiera sido 49%; y el Ebitda por barril, de 48.7 dólares por barril. Al comparar el Ebitda por segmento del periodo de enero-septiembre de 2017 y de 2018, se observa que el segmento de Exploración y Producción incrementó su Ebitda en 60%; el de refinación, 13%; y el de Transporte, 7%, en línea con la mejora de los precios y la mayor actividad.

Vale la pena destacar que al cierre del tercer trimestre del 2018, Reficar logró superar la meta establecida de generar al menos 500,000 millones de pesos de Ebitda en el año, lo que refleja el avance en la estabilización y consolidación de su operación. El flujo de caja generado por la operación para el periodo de enero-septiembre de 2018 ascendió a 17.9 billones de pesos, gracias a los buenos resultados operativos y al ingreso de 2.3 billones de pesos del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles. Gracias a la fuerte generación de Ebitda y los menores niveles de deuda, cerramos el tercer trimestre con un indicador de deuda bruta Ebitda de 1.4 veces, manteniendo la tendencia sostenida de reducción en este indicador.

Es importante mencionar que el Brent y la tasa de cambio han mostrado menor correlación inversa durante este año. Entre 2017 y lo corrido del año, el precio promedio del Brent subió el 33%, mientras la tasa de cambio promedio solo se revaluó en 2.2%. Gracias a esto, el indicador Brent peso llegó a 209,888 pesos por barril, un incremento aproximado de 48,000 pesos por barril frente al año anterior, lo cual benefició los ingresos de la compañía. El *break even* de utilidad neta se situó en 37.3 dólares por barril, lo que da un margen amplio para absorber menores niveles de precio de crudo, manteniendo resultados positivos para nuestros accionistas. El ROACE del Grupo Empresarial supera ampliamente su costo de capital, llegando a 14.6% en el acumulado enero-septiembre de 2018, ubicándose como uno de los más altos entre sus pares.



Vamos por favor a la siguiente lámina para ver algunas de las métricas operativas claves del negocio que contribuyen al desempeño financiero. La principal palanca del Plan de Transformación ha sido la reducción del costo de dilución, el factor de dilución se redujo de 20% en 2014 a 14.6 en el periodo enero-septiembre de 2018. Esto fue posible por el incremento de la viscosidad de los crudos pesados transportados y por la codilución usando crudo liviano de campos en el interior del país, como Cusiana, Floreña, Ocelote y La Punta en reemplazo de diluyente importado.

Los costos operacionales se mantienen relativamente estables, a pesar del incremento del precio del Brent, y son muy competitivos estando por debajo de la media de compañías pares de petróleo y gas.

El costo de levantamiento acumulado a septiembre de 2018 fue de 8.45 dólares por barril, con un crecimiento asociado principalmente al incremento de la actividad, que ha permitido, a su vez, un mejor comportamiento de la curva básica de producción.

El costo de caja de refinación cerró con un leve incremento debido a mayores costos de mantenimiento y servicios industriales. Cuando se mira el costo de caja de cada refinería de manera individual frente a refinerías comparables, Barrancabermeja está en el cuartil de costo más bajo, mientras que Cartagena, en proceso de optimización, está acercándose al costo actual de referencia.

El éxito de las estrategias de aumento de ingresos y de reducción de costos se refleja en la menor proporción del costo de ventas frente a los ingresos. Este ratio llegó a 59% en el periodo enero-septiembre de 2018, el más bajo de los últimos cuatro años. Se resalta así el esfuerzo de Ecopetrol por mantener sus eficiencias estructurales en medio de un entorno de precios más altos.

Vamos por favor a la siguiente lámina para ver la evolución de la utilidad neta. La utilidad neta en el tercer trimestre de 2018 llegó a 2.8 billones de pesos, casi el triple de la utilidad reportada en el mismo periodo del año 2017. Los ingresos crecieron 4.6 billones de pesos, impulsados principalmente por una ganancia de 4.4 billones de pesos por efecto del incremento de 19 dólares por barril en el precio promedio de venta de crudo, gas y productos. Los volúmenes vendidos permanecieron estables, ya que la maximización de la carga de Reficar está generando producción de diésel y gasolina para exportar y productos para atender la demanda interna, que compensa los volúmenes de crudo que se dejan de exportar para destinar a las refinerías.

Por su parte, el costo de ventas, sin incluir depreciaciones y amortizaciones, subió casi 2 billones de pesos, principalmente por el efecto de: primero, el aumento de 21 dólares por barril en el precio promedio de compra de hidrocarburos; segundo, el incremento de 300,000 millones de pesos asociados al aumento de actividad en producción, la maximización de la carga en Cartagena y la entrada en operación de San Fernando-Monterrey y Ocesa P135; y tercero, mayor consumo de inventarios.



El cargo por depreciación se redujo en 130,000 millones de pesos en el tercer trimestre de 2018 frente al mismo periodo de 2017, principalmente por el efecto de la mayor incorporación de reservas en 2017 versus 2016.

Los gastos operacionales, sin incluir los gastos exploratorios, disminuyeron 0.3 billones de pesos. Los gastos exploratorios aumentaron 0.7 billones, principalmente por el reconocimiento del gasto en los pozos León 1 y 2, ubicados en aguas ultraprofundas en el Golfo de México de los Estados Unidos, con Repsol como operador con el 60% y Ecopetrol América con el restante 40%.

El pozo descubridor León-1 fue perforado en 2014, confirmando la presencia de hidrocarburos, siendo necesario en su momento realizar estudios y actividad adicional para determinar el tamaño de la acumulación de hidrocarburos. En 2016 se perforó el pozo delimitador León-2, el cual presentó problemas mecánicos durante la perforación. En su momento, ambos pozos fueron capitalizados conforme a normas contables. El reconocimiento al gasto se realiza luego de determinar en este trimestre, con base en la finalización de los estudios técnicos y comerciales correspondientes, que la viabilidad económica a largo plazo de los prospectos es incierta. Este reconocimiento es de orden contable y no tiene impacto en caja.

Vamos ahora a los resultados no operacionales. La devaluación del 1.4% del peso frente al dólar presentada en el tercer trimestre de 2018 frente a una revaluación de 3.7% presentada en el mismo periodo de 2017 generó un mayor ingreso por 0.2 billones de pesos por diferencia en cambio sobre nuestra posición activa neta en dólares. Durante 2017 y en lo corrido de 2018, pagamos anticipadamente 3.4 billones de dólares equivalentes de obligaciones financieras, que junto con la menor tasa de interés de créditos indexados a IPC llevaron a una reducción del gasto financiero.

La provisión del impuesto de renta aumentó casi 900,000 millones de pesos por los mejores resultados del trimestre. La tasa efectiva de renta bajó de 51.4% en el tercer trimestre de 2017 a 42.1% en el tercer trimestre de 2018. Esta disminución refleja el efecto a nivel consolidado de los mejores resultados en la Refinería de Cartagena, que tributa a una tasa del 15%, y la menor tarifa nominal de renta en Colombia, que pasó al 37% en 2018, 3% menos que el año pasado. Como resultado de lo anterior, reportamos a cierre tercer trimestre de 2018 una utilidad neta de 2.8 billones de pesos, lo que significó un incremento de 177% frente a la utilidad de 1 billón de pesos del mismo periodo de 2017.

Vamos ahora por favor a la siguiente lámina para ver el comportamiento de las inversiones. Las inversiones del tercer trimestre de 2018 ascendieron a 789 millones de dólares, 31% más que en el segundo trimestre y casi el 80% de la inversión realizada durante el primer semestre del año. Tal como se anticipó en el trimestre pasado, Ecopetrol ha venido incrementando sus niveles de actividad con foco en el crecimiento rentable de producción y reservas. Hemos implementado iniciativas para dar celeridad a la ejecución de proyectos y mitigar el impacto de las contingencias sociales y ambientales materializadas en el primer semestre del año, sin comprometer la disciplina de capital.



La inversión se ha concentrado principalmente en el desarrollo de proyectos clave en el segmento de Exploración y Producción, donde se observa una ejecución 77% mayor en el tercer trimestre de 2018 versus el mismo periodo de 2017, para un acumulado del segmento de 1,553 millones de dólares. Las inversiones contemplan también actividades fundamentales para la sostenibilidad y rentabilidad futura, tales como el ingreso al bloque Pau-Brasil en el presal, el desarrollo de estudios en campos tales como Tibú, Área Sur, Caño Sur, Provincia, Llanito y Yariguí, y los pilotos de inyección en activos estratégicos como Castilla y Chichimene. Dado el ritmo de ejecución que observamos y el mayor gasto estacional del último trimestre de cada año, seguimos estimando que la inversión del Grupo Ecopetrol para el 2018 estará en un rango entre 3 y 3.5 billones de dólares.

Vamos ahora a la siguiente lámina para ver el flujo de caja del Grupo Empresarial. Al cierre de septiembre de 2018, Ecopetrol reportó una sólida posición de caja de 18.1 billones de pesos. El flujo de caja generado por la operación en el tercer trimestre ascendió a 8.6 billones, el mayor de los últimos cuatro años. Este monto incluye el pago recibido del Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles por 2.3 billones de pesos, correspondientes al saldo del año 2017 y un menor uso de fondos para pago de impuesto de renta, ya que la mayor cuota se pagó en el segundo trimestre de 2018.

El flujo de inversión muestra una salida de recursos por 3.6 billones de pesos, la cual incluye el uso de fondos para inversiones de Capex por 2.2 billones e inversión en títulos de portafolio por 1.5 billones, gracias a los excedentes de liquidez que está generando la operación del negocio.

Las actividades de financiamiento generaron una salida de caja por 4.3 billones de pesos, donde se destacan 2.5 billones para los prepagos de deuda, amortizaciones y pago de intereses, y 1.8 billones por el pago de la última cuota de los dividendos a la nación sobre las utilidades de 2017 y accionistas no controlantes de las compañías de transporte del Grupo.

En el tercer trimestre, también se pagó anticipadamente la totalidad del crédito sindicado por 1.4 billones de pesos, celebrado en 2013 con la banca local, y un total de 156 millones de dólares de facilidades garantizadas con el Eximbank de los Estados Unidos. Gracias a la fuerte generación de caja y los prepagos de deuda, cerramos el tercer trimestre con un indicador de deuda neta Ebitda de 1.1 veces.

En resumen, en un entorno favorable de precios, el foco en excelencia operacional, eficiencia, disciplina de caja y disciplina de capital, están permitiendo capturar más valor para nuestros accionistas. Seguimos comprometidos con estos pilares de gestión para asegurar el crecimiento rentable de la empresa y la sostenibilidad hacia el futuro.

Paso ahora la palabra al presidente para sus conclusiones finales.

Felipe Bayón: Muchas gracias, Jaime. Me siento satisfecho con los resultados financieros y operacionales del trimestre, demostramos estabilidad operativa, crecimiento en la producción y una gran fortaleza financiera. Estamos comprometidos con lograr la meta de producción para el año, la cual se mantiene en el rango entre 715,000 y 725,000 barriles de petróleo equivalente por día. El incremento en actividad ha sido desplegado exitosamente y está



alineado con nuestro plan de inversiones. El cuidado del medio ambiente, la responsabilidad social y tener altos estándares de gobierno corporativo son pilares de nuestra cultura de responsabilidad corporativa.

Dentro de las muchas actividades que realizamos en este frente, quiero resaltar el incremento de generación con energía renovable, cosa que hicimos mediante el anuncio de la construcción de una granja solar para proveer energía requerida por nuestro campo Castilla. Esto a su vez se suma a la generación de energía renovable ya existente que tenemos mediante la utilización de biomasa.

Continuamos alcanzando hitos financieros a través de un desempeño sólido de nuestros tres segmentos de negocio. Hemos logrado capturar en nuestros resultados aproximadamente el 90% del incremento en el precio del Brent, reiterando la fortaleza y beneficios de ser un grupo integrado.

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

Operadora: En este momento, me gustaría invitar a los participantes, si tienen una pregunta que realizar, presione asterisco (*) y luego número uno (1) en el teclado de su teléfono. Si desea retirarse del listado de preguntas, presione #.

Nuevamente, si tiene alguna pregunta, oprima el asterisco (*) y luego el número uno (1) en su teclado telefónico.

Nuevamente, si hay alguna pregunta, oprime asterisco (*) y luego uno (1) en su teclado telefónico.

Nuestra primera pregunta viene del señor Carlos Rodríguez, de Ultraserfinco.

Carlos Rodríguez: Muy buenos días, señores. Muchas gracias por la conferencia y felicitaciones por los resultados. Tengo una pregunta con respecto a Refinación, vimos unos números operativos bastante buenos, mejorando en cargas y también en márgenes brutos, pero vimos una caída en el margen Ebitda comparado al año pasado trimestralmente. Me gustaría, si nos pueden dar un poco más de detalle, qué pasó ahí, si es que la materia prima está subiendo mucho más rápido que los productos destilados, y qué podríamos esperar de aquí a final de año. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Carlos, muchísimas gracias por tu pregunta. Efectivamente, los resultados, digamos, vienen mejorando constantemente. Pensemos que hace apenas tres años arrancamos la refinería con la primera unidad, que fue la unidad de crudo, en términos de carga y en términos del margen como tal, y en términos de la misma generación de Ebitda. En términos del margen Ebitda, le voy a pedir a Tomás Hernández, nuestro vicepresidente de Refinación, que nos explique lo que estamos viendo en este momento y cuál ha sido el impacto en estos resultados del tercer trimestre. Tomás.

Tomás Hernández: Bueno, básicamente, los resultados han sido afectados por los precios, la operación de la refinación ha sido excelente, como hemos hablado, cargas récord en



refinación, y ha sido un impacto en *fuel oil*, gasolina, como vemos, 7 dólares comparado con el año anterior, ha habido un impacto de 7 dólares, 10 centavos menor en el costo por barril de gasolina. Como sabe, eso afecta bastante a Barrancabermeja, ¿verdad? Y el *fuel oil* también ha visto una reducción de 4.40 relativo al año pasado. Esos son los impactos principales.

La confiabilidad, que ha sido excelente, hemos tenido unos efectos operativos muy positivos, porque en el efecto margen Ebitda, uno de los factores más importantes es la confiabilidad de las refinerías, y hemos tenido récord confiabilidad en ambas refinerías, en el tercer trimestre de este año.

Operadora: Gracias. La siguiente pregunta viene del señor Rodrigo Sánchez, de Davivienda Corredores.

Rodrigo Sánchez: Buenos días, señores. Muchas gracias por la presentación. Yo tengo dos preguntas, y la primera es: teniendo en cuenta la estrategia de crecimiento a largo plazo en producción y reservas que tiene Ecopetrol, que parece estar enfocado en temas de *offshore* y en yacimientos no convencionales, si se llegasen a aprobar en Colombia, ¿cómo se está preparando Ecopetrol para este cambio en su estrategia?, pues teniendo en cuenta que no cuenta con un track récord muy representativo en este tipo de producción o en este tipo de pozos. Y mi segunda pregunta está relacionada con Reficar también, y es: ¿cuándo podríamos ver un *break even* de utilidad? Muchas gracias.

Felipe Bayón: Rodrigo, muchas gracias por la pregunta. En términos de la estrategia de crecimiento, nosotros hemos dicho lo siguiente, hemos dicho: Queremos hacer cuatro cosas principalmente. La primera: exploración. Entonces, en ese sentido, necesitamos disparar más sísmica y necesitamos perforar más pozos. Y en línea con eso es que estamos terminando de armar los presupuestos y el plan de actividad del próximo año. Entonces, ese es el primer elemento, hacer mucha más actividad exploratoria. Jorge nos contaba hace un momento dónde estamos desde el punto de vista de exploración y desde el punto de vista del éxito de exploración.

Segundo, y es importante recordar que el tema de recobro mejorado es absolutamente fundamental. Hoy en día, un poco más del 20% de la producción de la compañía viene de esa, digamos, de ese buen performance en términos de recobro. ¿Qué quiere decir eso? Que le saquemos más a los campos existentes. Los pilotos están funcionando y estamos viendo que efectivamente inyecciones de aguas, de polímeros, temas de vapor están funcionando bastante bien.

El tercer punto es: no convencionales. Y en no convencionales la compañía lleva trabajando diez años o un poco más. El tema hoy está, digamos que, yo creo, en un ámbito de unas discusiones y unos debates absolutamente respetuosos, que es lo que hemos visto; hemos podido participar explicando la visión que tiene Ecopetrol en ese sentido. Y hemos dicho, precisamente, que despleguemos el tema de exploraciones no convencionales mediante la figura de unos pilotos, que nos permite estar enfocados en unas áreas geográficas particulares donde comunidades, autoridades, los sindicatos, los ambientalistas, ONGs, todo el mundo pueda ver cómo se está haciendo el desarrollo de esa actividad. Bien dice usted, no tenemos



experiencia en el tema, pero tenemos, yo lo he descrito como: tenemos muchísima información estática, de la geología, de las rocas y demás, y del potencial; nos toca ahora es aprender a hacer la parte dinámica, que es la producción, el *just in time*, todo el tema logístico. Y para eso pues Ecopetrol no estará solo, acordémonos que hay muchas compañías interesadas en poder participar de la actividad y en particular de los pilotos. Entonces, será una, digamos, actividad de aprendizaje; va a tomar un tiempo, pero también pensemos que desde el punto de vista de seguridad energética del país y de seguir siendo, digamos, autosuficientes, es importante que demos el debate con total, primero, respeto y desde lo técnico.

Y la cuarta cosa que hemos dicho que vamos a hacer es el tema de posibles adquisiciones, y en eso seguimos trabajando. En particular en el *offshore*, pues nosotros tenemos una operación de *offshore* que hacemos con nuestros socios en La Guajira, y es, digamos, una operación que lleva 40 años y es más enfocada al gas; sin embargo, pensemos que también desde el punto de vista de estrategia dijimos: “Queremos aprender más del *offshore*”, hoy tenemos una participación como no operador en Estados Unidos, en el Golfo de México. Dijimos que íbamos a entrar a México y a Brasil, cosa que cumplimos. Entonces, en ese sentido, estamos precisamente desplegando de manera absolutamente exitosa nuestra estrategia. Y esas experiencias nos van a servir precisamente para seguir desarrollando nuestros profesionales. Tenemos mucha gente dentro de la compañía con experiencia a nivel mundial en términos de *offshore* y en términos de no convencionales también.

Entonces, primer punto, la estrategia no ha cambiado. Ese es el primer mensaje que quiero dar. Dijimos que íbamos a hacer cuatro cosas, y yacimientos no convencionales y *offshore* son absolutamente centrales al tema de estrategia.

En términos de Reficar y el *break even* de utilidad, le voy a pedir a Jaime Caballero que nos dé la respuesta.

Jaime Caballero: Rodrigo, gracias por la pregunta. Yo creo que cuando miramos el tema de Reficar hay como dos temas que hay que mirar: uno es la situación de utilidad neta y otro es la evolución que estamos viendo en el desempeño. Aquí yo creo que es muy importante resaltar pues que a fin del tercer trimestre Reficar ya está dando un Ebitda de 566,000 millones de pesos; esto de por sí ya supera la meta que habíamos establecido de 500,000 millones para el año. Entonces, creo que es un indicador muy fuerte de cómo está evolucionando ese negocio. Si comparamos la evolución año a año, el Ebitda mejoró 692,000 millones y el resultado neto, que es donde nos estamos concentrando un poco en tu pregunta, mejoró 824,000 millones. Entonces, la evolución va en la dirección correcta.

¿Qué es lo que pasa en el tema de las pérdidas registradas? Reficar todavía, y como mencionamos un poco en la conferencia inicial, está terminando su periodo de estabilización e iniciando su periodo de optimización. Y en esa línea todavía tenemos un gasto importante de depreciación asociado a las inversiones en el proyecto, ese gasto es de alrededor de 545,000 millones de pesos. Y también tenemos unos gastos financieros que Reficar presenta en su balance y en sus estados de pérdidas y ganancias, pero que son internos al Grupo, y en esa medida no los vemos en el consolidado. Entonces, yo creo que el tema aquí importante es la depreciación, y eso durante los próximos años se va a ir reduciendo.



Ahora, ¿cuál es la perspectiva? La perspectiva para Reficar hacia adelante es continuar en su proceso de optimización, y en esa medida estamos viendo márgenes saludables, como mencionó Tomás hace un momento, son márgenes muy competitivos a nivel mundial, alrededor de 12%, 13%. Y considerando la evolución de ese mercado y lo que viene en materia de Marpol, la perspectiva que tiene la mayoría del mercado, y nosotros la compartimos, es que los márgenes de refinación deben estar siendo bastante saludables a mediano plazo. Eso nos hace ver una vista pues prometedora para alcanzar ese *break even* de utilidad, yo creo que en ese mismo periodo de los próximos dos, tres años.

Un temita que quería aprovechar, pues aprovechando tu pregunta, y es un poquito el tema alrededor de que el margen bruto de refinación ha bajado, y Tomás lo explicó muy bien, hay una coyuntura actual de precios de materia prima, pero también es muy importante ver que estamos aprovechando, dadas las mayores cargas que estamos viendo y los mayores rendimientos de producto que estamos viendo, el resultado final, si lo comparas, es mayor. Entonces, si bien el margen bruto es un poco menor porcentual, el margen total ha crecido en el tiempo, y los resultados financieros, tanto trimestre a trimestre, como año a año, están mejorando de manera importante.

Operadora: La siguiente pregunta viene del señor Juan Chipa, de Porvenir.

Juan Chipa: Muy buenos días. Muchas gracias por la presentación. Tengo básicamente dos preguntas, la primera, está en el tema de crecimiento inorgánico, corresponde a ver si de pronto antes de que termine el año podemos saber algún avance frente a este tema o qué avances ha habido en este frente.

Y segunda pregunta, es frente al tema de producción. Actualmente pues ustedes siguen manejando el plan estratégico a 2020 con el barril de 50 dólares, con lo cual llegaríamos a 760,000 en producción, ¿estarían considerando ustedes de pronto modificar este plan estratégico?, ¿han pensado aumentar las metas de producción para los siguientes años dada la coyuntura actual de precio? Sería eso. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Juan, muchas gracias. El primer tema, inorgánicos, pues decirles que en los últimos 12, 18 meses hemos consolidado, primero, un equipo al interior de Ecopetrol y una capacidad realmente muy muy buena para mirar, pues lo que nos ha permitido mirar un número importante de oportunidades en Colombia y por fuera, y que están de alguna manera enmarcadas en la estrategia de la que ya hablamos.

Entonces, eso sigue caminando, nosotros con bastante frecuencia miramos esas oportunidades, las analizamos, primero, que tengan un buen *feed* estratégico, que obviamente sean generadoras de valor, pero también que permitan mirar desde el punto de vista de producción de reservas y desde el punto de vista de aprendizaje de la organización, pues que tengan esos elementos. Vamos a seguir trabajando, y bien entenderá que cuando la oportunidad o las oportunidades correctas se den, pues las estaremos anunciando. Entonces, eso va bien, estamos obviamente mirándolo con detenimiento y sigue siendo un elemento central de la estrategia.



En términos de producción, yo creo que si vemos, primero, la producción que tenemos hoy, 724,000, y el incremento que hemos visto desde el primer trimestre. Después de un frenón que nos tocó pegar en el año 2015, 2016, yo lo he descrito como pisar el freno y apretarnos el cinturón al tiempo, pues hemos visto una muy buena recuperación. Si lo miramos a nivel de nuestros campos principales, hemos logrado manejar declinación de una manera muy exitosa, hemos logrado desplegar un nivel de actividad adicional en número de taladros, en número de pozos de desarrollo; prácticamente a septiembre hemos perforado no todos los pozos, pero casi todos los pozos que hicimos el año pasado. Y la idea es que esa actividad va a continuar al cierre del año y al arranque del año entrante. Desde ese punto de vista, y pensemos que estamos en este momento precisamente haciendo internamente el ejercicio de presupuestación detallado del próximo año, que incluye, entre otras cosas, todo el nivel de actividad y todas las inversiones y el tema de producción, no vemos ahora un cambio en ese direccionamiento estratégico que le hemos comunicado al mercado. Obviamente, siempre queremos tener oportunidades, tener más oportunidades y tener más opcionalidad, y sobre todo seguir siempre generando valor para los accionistas, lo cual es absolutamente fundamental.

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

Andrés Duarte: Buenos días. Muchas gracias por la presentación. Tengo tres preguntas cortas. La primera es en relación al vencimiento de deuda de julio del otro año, de 1,500 millones de dólares. Teniendo en cuenta la intención de crecer inorgánicamente, ¿qué deberíamos esperar del manejo de deuda con ese vencimiento tan grande que hay?

La otra pregunta tiene que ver con una cifra que comentaron al comienzo, de un incremento de 41% aproximadamente en taladros, creo que estaban hablando de la producción. Quería entender cómo debemos interpretar eso, teniendo en cuenta que no ha habido demasiada variación en la producción ni a nivel de variación trimestral ni anual en este caso.

Y la última tiene que ver con la propuesta de reforma tributaria, bueno, Ley de Financiamiento, perdón, y es saber si esos incentivos para la inversión en capital, que tienen que ver con IVA, 4 por 1,000, etcétera, si eso es una variable lo suficientemente atractiva para ustedes como para pensar en incrementar un poco más la inversión o si eso no lo están considerando por ese lado. Y lo digo porque si tienen para el cuarto trimestre de este año un incremento en el Capex, tal como lo tuvieron en el cuarto trimestre del año pasado, estarían llegando más o menos a 3,000 millones de Capex, que corresponde a lo que se había dicho en algún momento en relación a la inversión con niveles de precio alrededor de 50 dólares el barril. Esas son las preguntas. Muchas gracias por la presentación.

Felipe Bayón: Andrés, muchas gracias. Voy a arrancar por la de taladros y producción, y después le pido a Jaime que nos hable de vencimiento de deuda y de Ley de Financiamiento. Entonces, en términos de producción, y hay, digamos, alguna información, son unos ejemplos nomás, en la presentación, pero si uno mira algunos de los campos emblemáticos que tenemos, Rubiales, Castilla, La Cira, estamos viendo un incremento en la producción; y efectivamente la producción de este trimestre es la más alta en los últimos diez trimestres. O sea, sí estamos viendo un incremento en producción.



Acordémonos que hay un fenómeno, y es el de declinación natural de los campos; los campos nuestros pueden declinar, entre el primero de enero y el 31 de diciembre, entre 15% y 25%, de hecho el promedio está un poco por debajo de 20%. ¿Eso qué quiere decir? Que tenemos que hacer un montón de actividad para poder mantener la producción estable; sin embargo, arrancamos el año en 701,000, el primer trimestre; segundo, 721,000; y tercero, 724,000. O sea, estamos con una senda de crecimiento, primero, estamos, digamos, manejando el impacto de la declinación natural; hemos visto un incremento en producción en estos campos principales, y yo creo que el nivel de cambio de actividad desde el punto de vista de taladros, que era la pregunta puntual, si uno mira el primer trimestre, teníamos más o menos unos 26, 27 taladros; segundo trimestre, estábamos cerca de 28, 29; y pues estamos ya en 41, y la idea es mantener este nivel al cierre del año y arrancar el próximo año con este nivel. O sea, sí, efectivamente, yo creo que vamos a poder ver el beneficio de tener el incremento, ver el resultado del incremento de la actividad.

Y el otro, voy a hacer un comentario antes de darle la palabra a Jaime, y es que efectivamente vemos nosotros que ese incremento de actividad nos ha permitido subir el nivel de inversiones. El tercer trimestre fue un trimestre, digamos, bueno desde el punto de vista de inversiones; tenemos que seguir haciendo más trabajo internamente, pero la idea es que, en ese sentido, nosotros sí vemos que ese rango de 3 a 3.5 billones de dólares por año, es el rango con el que posiblemente entremos al próximo año, y que de alguna manera denota estabilidad en la operación. Y esto es bastante bueno desde el punto de vista operativo.

Y le voy a pedir a Jaime, entonces, que nos hable de los otros dos temas.

Jaime Caballero: Sí, Andrés. Con tu primera pregunta, sobre el vencimiento del próximo año. Ese vencimiento sí es significativo, es 1.5 billones de dólares, es un tema del cual tenemos visibilidad hace mucho tiempo y nos hemos ido preparando. Yo creo que cuando vemos el análisis de la posición de caja que ha estado acumulando la compañía, es precisamente en preparación a eso, y nos da una posición actual donde tenemos mucha flexibilidad alrededor de lo que podemos hacer. Estamos evaluando las opciones, esas opciones van desde esperar al vencimiento hasta otras opciones de pronto diferentes de financiamiento en la medida en que ellas generen valor para los accionistas. Yo creo que el mensaje aquí es que tenemos total flexibilidad.

Respecto al tema de cómo eso podría estar afectado por la estrategia de inorgánicos, pues la posición de caja que tenemos en este momento permite que lo uno no necesariamente afecte lo otro. Además, yo creo que vale la pena también mencionar aquí que, como comunicamos al mercado en el transcurso de este trimestre, abrimos unas líneas que tenemos comprometidas, donde podemos acceder a esos recursos también si lo requerimos. Entonces, yo creo que aquí el mensaje un poco es de flexibilidad y mucha apertura alrededor de las opciones que tenemos. Y siempre haremos lo que creemos va a generar mayor valor.

En cuanto a la Ley de Financiamiento, lo que hemos visto del proyecto hasta ahora, desde una vista empresarial, es bastante positivo. Hay tres o cuatro temas que nosotros creemos que pueden tener un beneficio muy importante para la compañía y para los accionistas en general: el tema de la reducción de la tarifa nominal es algo que nos hace más competitivos a nivel internacional; el tema de la disminución de la renta presuntiva que está planteada dentro del



proyecto es algo que puede ser muy conveniente para algunas de la filiales que tienen inversiones a largo plazo o que todavía están en ese proceso de generar utilidades, concretamente el caso de Reficar; el tema del IVA en particular, que tú mencionas, y que sea descontable para bienes de capital, es un estímulo claro para inversiones de Capex, claramente; yo creo que aquí hay que ver un poquito son los horizontes: a corto plazo, yo no creo que eso modifique de manera importante nuestro perfil de inversión para cuarto trimestre, pero creo que ya en términos de planeación para 2019, 2020, esto sí puede tener un efecto interesante en el tiempo, porque claramente viabiliza algunos proyectos que pueden estar en el margen.

Operadora: La siguiente pregunta viene del señor Andrés Cardona, de Citigroup.

Andrés Cardona: Hola, muy buenos días a todos. Yo tengo unas preguntas cortas, son tres. La primera es si ustedes tienen alguna meta para continuar reduciendo el factor de dilución, y hasta dónde podría llegar. La segunda es si nos pueden explicar qué es el proyecto P135, y si este gasto, digamos, es recurrente en el segmento de Transporte. La tercera es si la compañía está evaluando políticas de cobertura contra los precios del petróleo o si esto es más una iniciativa desde el Ministerio de Hacienda. Y la última es: ¿por qué la actividad exploratoria en la compañía no viene siguiendo las dinámicas de los pozos de desarrollo?, y si esto se está explicando por licencias ambientales. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Andrés, gracias. Voy a responder algunas de las preguntas. Le pido después a Alberto Consuegra que hable del P135 y a Jaime Caballero que hable de las coberturas.

Términos de factor de dilución, primero, importante, si nos devolvemos en el tiempo, el factor de dilución en el año 2014 era más del 20%. ¿En volúmenes eso qué quiere decir? Que nosotros necesitábamos alrededor de 65,000 barriles de diluyente todos los días para poder transportar la producción de crudos pesados desde los Llanos, principalmente. Hoy en día estamos casi en 14 y medio, 14.6%, y pues esa disminución en el factor de dilución ha venido acompañada también de una disminución en el costo de dilución, y nos ha permitido generar unos ahorros bien importantes.

Pensemos que hace unos años nosotros transportábamos a 200 centistokes, después a 300, a 400, y hoy estamos transportando a 600 centistokes. Entonces, desde el punto de vista técnico y operativo, nuestros ingenieros, nuestros operadores han hecho realmente un trabajo muy muy bueno, que se traduce en que hoy necesitamos 15,000 o 20,000 barriles al día menos de diluyente. Usted me dice: “Bueno, ¿cuál es la meta?”. Pues nosotros queremos hacer una mejora continua permanente. Hemos hecho ya algunas pruebas puntuales de transporte a 700 centistokes en los sistemas, y eso lo vamos a seguir mirando. Entonces, si bien no tenemos un número puntual, uno, la senda ha sido de una mejora continua y siempre vamos a seguir retándonos internamente sin comprometer en ningún momento ni seguridad ni integridad de nuestras operaciones. Entonces, ese es el primer punto.

Segundo, en tema de licencias ambientales. Cuando nosotros sufrimos la caída del precio tan fuerte, de alguna manera parte de lo que se afectó fueron algunos de los programas exploratorios también. Y eso pues hizo que siguiéramos haciendo una actividad, pero posiblemente no al nivel que nosotros queríamos. Hoy en día tenemos un portafolio en el



país que queremos seguir renovando y al cual queremos seguir incorporando oportunidades adicionales. En particular, hicimos una actividad muy grande en el *offshore*. ¿Nosotros hacia adelante qué queremos? Seguir planeando unos pozos adicionales en el *offshore* y eventualmente, en el año 2020, 2021, poder hacer esa actividad.

El tema de licencias ambientales, pues más que eso hay un tema alrededor de las consultas previas, de las consultas populares, que ha generado algún impacto; nosotros somos respetuosos de que los habitantes de las zonas, obviamente, tienen que poder expresar, digamos, qué están pensando en términos de la actividad, pero nosotros seguimos trabajando, uno, para siempre ser buenos vecinos de esas zonas, queremos incrementar el nivel de actividad hacia adelante desde el punto de vista sísmica y desde el punto de vista de la perforación de pozos. Y pues estamos caminando en esa línea. Este año dijimos que vamos a perforar 12 pozos exploratorios, estamos tratando de que sean más y estamos tratando de tener un programa incremental para el año entrante.

Entonces, yo creo que ha habido un impacto, pero por eso quería hacer una respuesta un poquito más amplia, porque hay un tema de licencias, pero yo creo que hay otros factores importantes que influyeron en que definitivamente no tuviéramos el nivel de actividad. Pero bueno, estamos retomando precisamente esa senda.

Alberto, si podemos hablar del 135, por favor.

Alberto Consuegra: Buenos días, Andrés. Recordar inicialmente que el proyecto P135 buscaba incrementar la capacidad sobre todo del segmento 2 del oleoducto de Ocesa y, además, permitir el ingreso de crudos más pesados. Producto de eso se hace una conciliación entre Ocesa y los remitentes, reduciendo la tarifa de este proyecto en particular en cerca de un 25%. Inicialmente, habíamos hecho el registro contable como una provisión en gastos; hoy, revisando nuestra política contable, lo que estamos viendo es un ajuste en nuestros ingresos, que se manifiesta de la siguiente manera: alrededor de 313,000 millones, que corresponden cerca de la mitad a ingresos durante 2017 y la otra mitad a ingresos durante el primer semestre del año en curso.

De igual manera, estamos haciendo la reversión en gastos. ¿Hacia adelante qué estamos viendo? Un impacto mínimo en materia de ingresos, cerca de 10 millones de dólares al mes, y no vemos un impacto recurrente en gastos.

Operadora: La siguiente pregunta viene de...

Felipe Bayón: Perdón, nos falta el tema de coberturas.

Jaime Caballero: Sí. Andrés, gracias por tu pregunta sobre coberturas. Yo creo que en el tema de coberturas, creo que es importante arrancar diciendo que la naturaleza del Grupo, pues somos un grupo integrado y, por tanto, eso nos ofrece una serie de coberturas naturales a la exposición que tenemos, tanto a Brent como a productos específicos, y pues también el tema de tasas, ¿no? En general, la política del Grupo hasta ahora ha sido asumir coberturas muy puntuales, tenemos algunas en algunas de las filiales, cosas muy específicas donde



tenemos una visión muy clara de la exposición, y hay un costo-beneficio claro alrededor de mitigar el riesgo que puede representar una variación en un periodo pequeño de tiempo.

Ahora, a nivel macro del Grupo, todos los análisis que hemos realizado hasta ahora en relación a coberturas, particularmente para el tema del Brent, hemos llegado a la conclusión de que el costo-beneficio asociado a ellas no es un caso de negocio convincente. Lógicamente, el entorno es dinámico, ese tema lo revisamos con frecuencia, y podría cambiar hacia adelante.

El otro tema, yo creo que es importante decir, y particularmente en tu pregunta sobre si es una iniciativa de Ministerio de Hacienda versus empresa, es que estos mecanismos se pueden implementar tanto a nivel de empresa como a nivel de accionista. O sea, los instrumentos financieros existen para hacerlo en ambos niveles. Lo que nosotros entendemos es que el Gobierno está evaluando estos mecanismos al título de accionista, y esto lo está haciendo con independencia a lo que nosotros hacemos aquí en Ecopetrol.

Operadora: Gracias. Ahora me gustaría pasarle la palabra al señor Felipe Bayón para dar los comentarios finales.

Felipe Bayón: Muchísimas gracias. Nuevamente, gracias por participar el día de hoy en la llamada de resultados del tercer trimestre del año 2018. La compañía continúa entregando los resultados en el marco de la estrategia que hemos compartido con el mercado. Tenemos, y no los voy a repetir por obvias razones, muchos hitos importantes en este tercer trimestre. Y hacia adelante pues seguimos enfocados en operar de manera segura, de manera, digamos, que esté acorde con los entornos y con las comunidades y con las zonas donde estamos operando; de seguir consolidando operacionalmente todos los segmentos y seguir, sobre todo, generando valor para los accionistas. Nuevamente, muchas gracias por la participación, por sus preguntas, y tendremos oportunidad de conversar con algunos de ustedes y posiblemente con todos ustedes ya en la llamada de resultados de cierre de año. Que tengan un muy buen día.