



LLAMADA DE RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS GRUPO ECOPETROL 2T 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 segundo 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.

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: Gracias, María Catalina. Les doy la bienvenida a todos los que nos acompañan en esta conferencia de resultados del segundo trimestre del 2018. Me complace compartir con ustedes los resultados de un trimestre con significativos logros operativos y financieros para el grupo empresarial.

Durante el trimestre registramos un margen Ebitda del 51%, el mayor de la historia del grupo empresarial. Tuvimos la producción más alta de los últimos siete trimestres, al alcanzar 721,000 barriles de petróleo equivalente por día.

Nuestra estrategia comercial continúa arrojando muy buenos resultados. El diferencial de la canasta de venta de crudo para el semestre se ubicó en -7.7 dólares por barril, un nivel cercano al obtenido en el primer semestre del 2017, a pesar del incremento de 35% en el precio del crudo Brent.

En la campaña exploratoria quiero resaltar el éxito obtenido en el pozo Búfalo-1, en la cuenca del Valle Medio del Magdalena donde se evidenció la presencia de gas seco y crudo liviano.



Como parte de nuestra estrategia de Near Field Exploration logramos declarar la comercialidad del campo Infantas Oriente, ubicado en Barrancabermeja, esto nos permitió incorporar en tiempo récord las reservas asociadas al descubrimiento Infantas Oriente-1, cuya evaluación se llevó a cabo al inicio del presente año.

Por su parte, en el segmento de Transporte, quiero destacar el reinicio de la operación del Oleoducto Caño Limón-Coveñas, en el mes de junio, así como la estabilidad del sistema de transporte de crudo pesado con una viscosidad de 600 centistokes, logrando disminuir de forma estructural los requerimientos de dilución.

En el segmento de Refinación alcanzamos un récord histórico de carga en nuestro sistema de refinerías con un total de 374,000 barriles por día.

Me llena de satisfacción poder compartir con ustedes que durante el primer semestre de este año intensificamos esfuerzos para reducir el contenido de azufre en los combustibles entregados al país, principalmente en la ciudad de Medellín, esto con el objetivo de apalancar mejoras en la calidad del aire. Actualmente se están entregando volúmenes de diésel con un contenido de azufre menor a 25 partes por millón, en línea con nuestro compromiso con el medio ambiente.

Vamos por favor a la siguiente diapositiva para observar el excelente desempeño financiero del grupo. Quiero destacar que durante el primer semestre del 2018, con un precio promedio de Brent de 71 dólares por barril obtuvimos el mismo Ebitda del 2012, cuando el precio Brent fue de 114 dólares por barril, es decir, un 60% mayor. Esto refleja una compañía eficiente que busca crecimiento rentable y maximizar el valor de todos sus segmentos. Estos buenos resultados son el fruto del compromiso y dedicación de todos los empleados del grupo empresarial, nuestros asociados que siempre están cumpliendo con altos estándares de disciplina operativa, el cuidado por la vida y el medioambiente.

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

Jorge Calvache: Gracias, Felipe. Después del hallazgo del primer trimestre en los Llanos Orientales, con el pozo Jaspe-6D, operado por Frontera, en asoció con Ecopetrol, en el segundo trimestre continuamos con el descubrimiento de hidrocarburos en Cundinamarca, con el pozo Búfalo-1, operado por Ecopetrol en asoció con CPVEN E&P Corp.

El hallazgo en la cuenca del Valle del Magdalena evidenció la presencia de gas seco y de crudo liviano. Este descubrimiento tiene la ventaja de estar ubicado cerca de la infraestructura de transporte Ecopetrol, lo que facilitaría su etapa de producción. Adicionalmente, finalizamos la perforación de los pozos delimitadores Coyote-2 y Coyote-3, operados por la compañía Parex en asoció con Ecopetrol, ubicados en el Valle Medio del Magdalena.

El primero llegó a profundidad total el 2 de abril y actualmente se encuentra en pruebas iniciales, mientras que el segundo llegó a profundidad total el 3 de mayo y está temporalmente suspendido a la espera de la finalización de las pruebas del pozo Coyote-2.



Asimismo, el 18 de abril finalizamos la perforación del pozo delimitador Capachos Sur-2, operado por la compañía Parex en asociación con Ecopetrol, localizado en el Piedemonte, bloques Capacho, en el cual se encuentra en evaluación.

De igual forma, continuamos evaluando los pozos perforados por Hocol, en 2017, Godric Norte-1, Pollera-1 y Bonifacio-1.

Por otra parte, a finales de mayo declaramos la comercialidad del campo Infantas Oriente, ubicado en Barrancabermeja (Santander), mediante el cual se incorporaron en un tiempo récord las reservas asociadas al descubrimiento Infantas Oriente, cuya evaluación se llevó a cabo a comienzos de este año.

Continuando con la campaña exploratoria de 2018 del *onshore* colombiano, en junio iniciamos la perforación de los pozos exploratorios Andina-1, operado por la compañía Parex; y Pulpo-1 operado por Oxy en asociado con Ecopetrol, ubicados en la cuenca de los Llanos Orientales.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos aprobó y publicó el modelo de contrato para exploración y explotación de petróleo y gas en Colombia en áreas de costa afuera, lo cual nos permitirá pasar de contratos TEA a contratos E&P y materializar la estrategia exploratoria en el *offshore* colombiano.

En cuanto a la actividad sísmica, en mayo nuestra filial Hocol finalizó la etapa de registro del programa sísmico SN 1517, adquiriendo 337 kilómetros de sísmica 2D. A nivel internacional, compramos información sísmica 2D y 3D en Brasil para evaluar el presal en las cuencas Campos y Santos. Adicionalmente, en México, compramos la información sísmica 2D, 60.075 kilómetros y el proyecto interpretación estructural gigante con el objetivo de evaluar la cuenca salina. Continuamos con la preparación para participar en la ronda cinco de Brasil y en México seguimos evaluando las áreas que están licitando por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH, en las rondas 3.2 en tierra firme y 3.4 en aguas profundas de México.

La estrategia exploratoria en 2018 estará concentrada en la perforación de pozos *onshore* en Colombia, principalmente pozos exploratorios en cercanía a campos existentes, con el objetivo de incorporar reservas en un menor tiempo, aprovechando los actuales niveles de precio del crudo. En ese sentido, teniendo en cuenta el éxito exploratorio del año pasado, avanzamos en la maduración de los descubrimientos, realizando la perforación de pozos delimitadores y la evaluación correspondiente para determinar su comercialidad en los pozos Coyote-1, Cosecha V-1, Boranda-1, Lorito-1 y Bullerengue-1.

Asimismo, para el caso de los descubrimientos recientes de gas en el Caribe *offshore*, Cluster, Kronos y Gorgon, estamos planeando las actividades de los próximos cinco años, con el fin de limitar la extensión total de los yacimientos mediante la perforación de pozos delimitadores y pruebas de formación.



De igual manera, para el descubrimiento de Orca estamos evaluando con Repsol y Petrobras la estrategia para desarrollarlo. Estas actividades nos permitirán determinar la materialidad de los descubrimientos y consolidar el desarrollo del mercado de gas en el Caribe *offshore*.

Ahora, Rafael Guzmán presentará los resultados de Producción.

Rafael Guzmán: Gracias, Jorge. En el segundo trimestre de 2018 la producción promedio del Grupo Ecopetrol alcanzó 721,000 barriles de petróleo equivalente por día, esto es 0.6% por encima del mismo periodo en el año anterior. Los resultados de producción están en línea con la meta establecida para 2018, entre 715 y 725,000 barriles de petróleo equivalente por día. Los resultados están apalancados por la campaña de perforación en los campos La Cira, Rubiales, Caño Sur, Dina, Castilla y Quifa. Las compañías del grupo Ecopetrol contribuyeron con 57,000 barriles de petróleo equivalente por día, aportando el 8% del volumen total.

En el segundo trimestre se alcanzó a contar con 33 taladros de perforación en operación, para el cierre de año se planea la operación de hasta 41 taladros. Además de las campañas de perforación ya mencionadas, se ha reactivado la inversión en seis campos, Arrayán, Tibu, Yariguí, Akacías, área sur en Putumayo y Chichimene. Se espera la contribución de la producción de tecnologías de recobro secundario y terciario esté por encima de 20%, toda esta actividad tanto en la operación directa como en la asociada permitirá asegurar la meta de producción del año.

La contribución de producción de campos cuyo mecanismo de producción es principalmente recobro secundario o terciario es cercana al 23% o 164,000 barriles de petróleo equivalente por día. Dentro de los principales campos que contribuyen a esta cifra están La Cira Infantas, Casabe, Yariguí, con inyección de agua; y Cusiana, Cupiagua y Piedemonte con inyección de gas.

Adicionalmente, los pilotos en ejecución contribuyen con 16,000 barriles de petróleo equivalente por día, principalmente por la inyección de agua en Chichimene y Castilla. Los pilotos de recobro en ejecución han mostrado resultados positivos, tanto en la eficiencia de inyección y respuesta al yacimiento como de incremento del factor de recobro. Las gráficas ilustran ejemplos de la efectividad de los pilotos de inyección de agua en Castilla, inyección de polímeros en Chichimene e inyección de vapor en Teca. Las gráficas muestran que en el último año se ha logrado incrementar la producción de crudo de manera significativa, adicionalmente se ha ratificado la posibilidad de incrementar el factor de recobro entre el 5% y el 11%, aproximadamente, para agua e inyección de polímeros y un 20% para vapor.

En la siguiente lámina se muestra cómo en lo corrido del año se han logrado materializar oportunidades de exploración cercana a campos existentes y extensión de campos en producción.

En el bloque La Cira Infantas se perforó en octubre de 2017 el pozo Infantas Oriente-1, que fue declarado descubrimiento exploratorio en marzo de 2018 y se logró la comercialidad en



un tiempo récord de seis meses. Este activo tendrá una producción esperada a fin de año de 6,000 barriles de petróleo por día, aproximadamente. Tiene aprobación de un plan de desarrollo inicial de 20 pozos y las facilidades necesarias para el manejo de fluidos producidos.

En el bloque CPO-09 se confirmó la presencia de petróleo en el pozo Lorito-1, localizado en el departamento del Meta, el bloque produce en la actualidad más de 6,000 barriles de petróleo por día, tras el descubrimiento anunciado en el 2010 del campo Akacías. La cercanía del pozo a infraestructura de producción y transporte de Chichimene permitirá acelerar su etapa de producción comercial y se sumará a los resultados finales que se esperan del campo Akacías con su primer módulo en desarrollo incremental. Por último, en el campo Apiay-Suria se perforó el pozo de delimitación Saurio-2 con resultados que abren la oportunidad de un plan de desarrollo adicional en el activo que contemplaría la perforación de hasta 20 pozos y extensión del incremento de recuperación por inyección de agua.

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

Alberto Consuegra: Gracias, Rafael. Buenos días. Al cierre del primer semestre de 2018 el segmento mantuvo resultados financieros positivos con un Ebitda cercano a 4.4 billones de pesos, representando un incremento de 14% comparado con el mismo periodo del año anterior. Este comportamiento se debe principalmente a mayores ingresos asociados a la entrada de San Fernando y reversiones del Oleoducto Bicentenario.

Durante el primer semestre de 2018 el *midstream* transportó 1,092,000 barriles de crudo y refinados por día, volumen prácticamente en línea con los niveles transportados en el mismo periodo del año anterior.

Los daños ocasionados por terceros al sistema Caño Limón-Coveñas no afectaron significativamente el volumen de crudo transportado en primer semestre de 2018.

La operación contingente del Oleoducto Bicentenario, que incluyó un total de 30 ciclos de reversión durante el periodo le permitió al *midstream* mantener una evacuación similar al primer trimestre de 2017. Aproximadamente el 70% del volumen de crudo transportado es propiedad del grupo empresarial Ecopetrol.

El 29 de junio se inició el proceso de llenado de línea del tramo Banadía-Samoré del Oleoducto Caño Limón-Coveñas, el cual se encuentra operando normalmente. El pasado julio recibimos notificación de parte de Frontera, Canacol y Vetra alegando la terminación de sus contratos Ship or Pay en los Oleoductos Bicentenario y Caño Limón-Coveñas. No estamos de acuerdo con las circunstancias alegadas para la terminación de dichos contratos, por lo cual consideramos que aún siguen vigentes y evaluaremos las acciones necesarias para salvaguardar los derechos de la compañía.

En cuanto al transporte de refinados se presentó un incremento de 1.1% con respecto al mismo periodo del año anterior, este aumento refleja el impacto de las mejoras realizadas al



esquema operativo, disponibilidad de tanques, que permitieron tener mayor disponibilidad de producto en las principales áreas de consumo del país. Adicionalmente, durante este periodo el sistema Cartagena-Baranoa operó todo el semestre, mientras que durante el mismo periodo del año pasado estuvo fuera de operación 21 días por mantenimiento. Aproximadamente, el 32% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol.

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

Adolfo Tomás Hernández: Gracias, Alberto. En el segundo trimestre del 2018 la Refinería de Cartagena obtuvo un margen bruto de 11.1 dólares por barril, lo cual representa un crecimiento de 44% frente a resultados de segundo trimestre de 2017. En este resultado se destaca el buen desempeño operacional de la refinería y su proceso de optimización y el incremento del porcentaje de crudos nacionales en la composición de la carga, manteniendo durante 10 meses consecutivos, desde septiembre de 2017, un margen bruto de dos dígitos.

La carga igualmente mostró un crecimiento logrando un promedio de 153,000 barriles por día en el segundo trimestre, frente a 136,000 barriles en el mismo periodo 2017.

Por su parte la Refinería de Barrancabermeja continúa con una operación estable, la carga se incrementó alcanzando un promedio de 221,000 barriles por día en el segundo trimestre, frente a 203,000 barriles por día en el mismo periodo 2017, como resultado de la implementación efectiva de iniciativa de segregación de crudos livianos que permitieron aumentar su disponibilidad.

El margen del segundo trimestre se debilitó, llegando a 10.5 dólares por barril, frente a 13.1 dólares por barril del segundo trimestre del año anterior, esta reducción obedeció principalmente al deterioro de los diferenciales de precio de gasolina y *fuel oil* en línea con el comportamiento de los mercados internacionales y al incremento en el precio de los crudos locales.

En el frente de combustibles, Bioenergy continúa en la fase de estabilización de su operación agrícola e industrial, actualmente se encuentra en un periodo interzafra, durante el cual se ejecuta el mantenimiento general de toda la planta industrial, teniendo en cuenta que en dicho periodo no se realiza cosecha de caña. Se espera el inicio de La Zafra 2018/2019 hacia el principio del cuarto trimestre del año.

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 presentamos hoy son el reflejo del crecimiento de la producción trimestre a trimestre, la consolidación operativa de las refinerías y la estrategia comercial para maximizar los ingresos, todo ello en medio de un entorno de precios más favorable.

El margen Ebitda del 50% en el primer semestre de 2018 representa un nuevo récord para el grupo empresarial y es uno de los mayores en la industria de petróleo y gas. Este



resultado refleja la creciente competitividad del portafolio, la estricta disciplina de capital y el compromiso con una operación confiable, eficiente y rentable. Generamos un Ebitda de 15.8 billones de pesos, 38% más que en el primer semestre de 2017, gracias al buen desempeño operacional de todos los segmentos.

Al comparar el primer semestre de 2017 frente al mismo periodo de 2018, el segmento de Exploración y Producción incrementó su Ebitda en un 53%, pasando de 6.7 a 10.3 billones de pesos, lo que equivale a un Ebitda por barril de 43 dólares. El de Refinación en un 23%, de 849,000 millones a 1 billón de pesos, y el de Transporte en un 14%, de 3.9 a 4.4 billones de pesos. Así logramos una utilidad de 6.1 billones de pesos en el primer semestre de 2018, un resultado neto para lo corrido del año que es superior a la utilidad sin *impairment* reportada en el 2017.

Vamos por favor a la siguiente lámina para ver la evolución de la utilidad neta.

La ganancia de los accionistas de Ecopetrol en el primer semestre de 2018 ascendió a 6.1 billones de pesos, casi tres veces la utilidad registrada en el primer semestre de 2017. Los ingresos del grupo empresarial aumentaron 5.1 billones de pesos, principalmente por el incremento de 18.3 dólares por barril en el precio promedio de la canasta de crudos, ello a pesar de una reducción de 62,000 barriles por día en el volumen vendido, debido principalmente a la destinación de crudos propios como materia prima para la Refinería de Cartagena. Esta estrategia representó un impacto positivo para el Ebitda del grupo de 400,000 millones de pesos en el primer semestre de 2018.

La estabilización operativa de la refinería ha permitido el incremento sostenido de la carga, la optimización del costo del crudo y el incremento en el margen de productos por el uso de crudos locales que compiten favorablemente contra importados. Asimismo, se están usando productos de la refinería en lugar de productos importados para abastecer la demanda local, lo que genera mayor margen para Ecopetrol.

Por su parte, el costo de ventas sin incluir depreciaciones y amortizaciones subió cerca de 700,000 millones de pesos, principalmente por: primero, el incremento de 17 dólares por barril en el precio de compra de productos, compensado con un menor volumen adquirido de 64,000 barriles por día, debido al uso de crudos propios para cargar en la refinería de Cartagena y menores compras de diésel y gasolina; y segundo, la mayor actividad en todos los segmentos, donde se destacan labores de mantenimiento de subsuelo, mayor consumo de energía, consumo de materiales por la entrada en operación de proyectos de transporte y Bioenergy y los costos variables asociados a la mayor carga en la Refinería de Cartagena.

Este incremento se compensó en parte con una disminución del costo por variación de inventarios, principalmente por la valorización del inventario de crudos y productos ante precios de compra más altos.

Los gastos operativos bajaron 211,000 millones de pesos, principalmente por la eliminación del impuesto a la riqueza, compensado parcialmente por un mayor gasto exploratorio de las filiales del grupo.



Por otro lado, el cargo por depreciación, amortización y agotamiento disminuyó cerca de 500,000 millones de pesos, principalmente por efecto de la mayor incorporación de reservas en 2017 versus 2016 y el ajuste en las variables del cálculo de la depreciación de los campos de Ecopetrol América.

Gracias a la optimización de la posición neta del grupo y la adopción de la política contable de contabilidad de coberturas, se ha minimizado la exposición al riesgo a la fluctuación de tasa representativa de mercado.

El resultado financiero neto refleja la estrategia de pago anticipado de créditos que generó un ahorro de 155,000 millones de pesos durante 2018, contrarrestado por una actualización de la valoración de la deuda que generó un ingreso en 2017. Desde inicios del 2017 hasta el cierre del segundo trimestre del 2018 Ecopetrol prepagó deuda por 2,750 millones de dólares.

Finalmente, la provisión de renta se redujo en 1.1 billones de pesos, la tasa efectiva de tributación paso de 54% en el primer semestre de 2017 a 38% en el primer semestre de 2018. Esta disminución se debe a los mejores resultados en la Refinería de Cartagena y en Ecopetrol América, las cuales tributan a tasas nominales del 15% y 0% respectivamente, a una menor tarifa nominal de renta en Colombia la cual pasó del 40% en 2017 al 37% en 2018 y a la eliminación del impuesto a la riqueza, que era un gasto no deducible de renta. Con ello cerramos el semestre con una utilidad de 6.1 billones de pesos.

Vamos ahora por favor a la siguiente lámina para ver el detalle de las inversiones. En línea con la estrategia de crecimiento rentable de producción y reserva, en el primer semestre de 2018 ejecutamos un 15% más de Capex que en el mismo periodo de 2017, esta inversión se ha concentrado principalmente en el desarrollo de proyectos clave en el segmento de Exploración y Producción, donde se observa un 23% de incremento en actividad frente al 2017. Como parte de la mayor actividad hemos visto crecer el número de taladros en operación un 32%, pasando de 25 al cierre de 2017 a 33 en junio de 2018. Durante el primer semestre de 2018, llevamos 264 pozos perforados y para final del año estimamos superar 620, lo que representa al menos un 25% de mayor actividad frente al 2017.

Para el año completo anticipamos un nivel de inversión en un rango entre 3 y 3.5 billones de dólares, que representa una disminución frente al plan de inversión contemplado. La disminución en el nivel de inversión requerido obedece a tres factores principalmente: primero, aproximadamente 260 millones de dólares en eficiencias gracias a la gestión controlada de riesgos en los proyectos y menores costos de perforación y facilidades, las cuales están alineadas con la estricta disciplina de capital; segundo, 240 millones de dólares por desplazamiento a algunas actividades al 2019, entre las que se destacan pozos exploratorios de estudio para permitir un mayor tiempo de maduración de estos y la priorización de actividades como exploración Near Field que adicione recursos en el corto plazo. Adicionalmente se reprogramaron algunos mantenimientos con base en el resultado de inspecciones preventivas llevadas a cabo este año, sin afectar la integridad y confiabilidad de las operaciones.



Finalmente, el nuevo rango esperado de inversión contempla el potencial impacto de algunas situaciones de entorno como las ocurridas en Castilla y Chichimene en el primer trimestre del año y la suspensión temporal de licencias por parte de la ANLA para nueva actividad en el área de La Lizama, como resultado de la contingencia ambiental en el pozo Lizama-158.

Vamos ahora a la siguiente lámina para ver el flujo de caja del grupo empresarial. Al cierre del primer semestre de 2018, Ecopetrol reportó una sólida posición de caja de 15.8 billones de pesos, soportada en la mejora de los precios, en las eficiencias operativas logradas en todos los segmentos, a través del plan de transformación.

El flujo de caja generado por la operación ascendió a 9.3 billones, en línea con la generación de Ebitda. El flujo de inversión muestra una salida de recursos por 5.5 billones de pesos, impulsado principalmente por inversiones de Capex por 3 billones de pesos e inversión de excedentes de liquidez por 2.9 billones de pesos.

Las actividades de financiamiento generaron una salida de caja por 5.2 billones de pesos por prepagos y pagos ordinarios de deuda por 2.7 billones, así como por el pago de dividendos por 2.5 billones a los accionistas de Ecopetrol S.A y a accionistas no controlantes de las compañías de transporte del grupo.

La fuerte generación de Ebitda del grupo y los pagos anticipados de deuda llevaron a una mejora de 32% en los indicadores de deuda bruta y deuda neta a Ebitda.

Entre junio de 2017 y junio de 2018 la deuda se redujo en 10%, mientras que el Ebitda de los últimos 12 meses se incrementó en 32%.

El buen manejo y la solidez de la compañía fueron reconocidas por las calificadoras de riesgo S&P y Moody's, las cuales ratificaron el grado de inversión de Ecopetrol. Moody's además mejoró la calificación de crédito individual.

En síntesis, cerramos el primer semestre 2018 con cifras al alza en producción, con operación estable en nuestras refinerías y con una caja robusta que nos permitirá progresar en nuestras opciones de crecimiento, sin dejar de lado nuestro foco en la eficiencia, el control de los costos y la disciplina de capital.

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, hemos demostrado estabilidad operativa, crecimiento en la producción y una gran fortaleza financiera. Vamos en la dirección correcta para cumplir con nuestros objetivos, la meta de producción para el año se mantiene en un rango entre 715 y 725,000 barriles de petróleo equivalente por día en línea con nuestra estrategia de crecimiento. Continuamos alcanzando hitos en nuestras cifras financieras, marcado por un desempeño sólido de nuestros tres segmentos de negocio. Estamos demostrando la fortaleza y beneficios de ser un grupo empresarial integrado. Estamos avanzando en el crecimiento



rentable de la producción y las reservas para entregar resultados que beneficien la sostenibilidad de la compañía y la seguridad energética del país.

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

Operadora: En este momento se encuentra María Antonia Yarce de Bancolombia.

María Yarce: Buenos días a todos, muchas gracias por la llamada, y felicitaciones por los resultados. Mi pregunta es más que todo en relación como a los lineamientos de la Refinería de Cartagena, que ya alcanza una dieta compuesta casi en un 80% por crudos locales, me gustaría saber si ustedes tienen un objetivo de cuanto puede llegar a ser la carga con crudos locales, que se mantenga por el lado de 80 o tienen pensado que llegue a niveles más altos, y dado que la carga de la refinería ya está por encima de los 150,000, que era como la capacidad que se había establecido, si también esperan que a largo plazo, o en el mediano plazo, la carga se ubique por encima de este nivel de los 150,000 de manera consistente. Muchas gracias.

Felipe Bayón: María Antonia, muy buenos días, gracias por la pregunta. Efectivamente, un poco menos de tres años después de haber arrancado la primera unidad de la refinería en octubre del 2015, pues tenemos la refinería operando por encima de 150,000 barriles, 153,000 en particular para el trimestre. Hemos llevado puntualmente la refinería a valores más altos de 153,000, hace tres años arrancamos la refinería con un 40% de crudos nacionales, hoy hemos llegado en el trimestre a 79, pero hemos estado por encima de 80%. Es importante porque permite que sigamos optimizando la cadena de valor completa de la compañía, y dos porque nos ha permitido generar ahorros y unos márgenes muchísimo más grandes desde el punto de vista de la producción, del diésel y de algunos otros productos en Cartagena, muy complacidos con la operación.

Le voy a pedir a Tomás Hernández, vicepresidente de Refinación, que nos amplíe un poco más sobre la parte operativa y cómo estamos viendo el tema de pruebas adicionales con carga de crudos nacionales.

Adolfo Tomás Hernández: Bueno, gracias. Gracias por la pregunta, María Antonia. Sí. Bueno, precisamente, estamos, como ustedes saben, en proceso de optimización en la Refinería de Cartagena y eso implica, básicamente, evaluando todas las dietas de crudos, los crudos nacionales, los crudos importados que están disponibles, es un proceso muy dinámico, estamos en pie de un proceso. Y precisamente estamos ahora en el proceso de hacer una mejora de 100% de crudo nacionales. Eso no quiere decir que vamos a terminar en 100% crudos nacionales como promedio a futuro, sí tendremos entre 65 a 100% dependiendo de los resultados de esta prueba y cómo funcionan los crudos disponibles entre las dos refinerías. Como todos saben, todo lo que estamos haciendo es pues sinergias entre ambas refinerías, que implica una renovación de los crudos que van a Barranca y los crudos que van a Cartagena. Y mucho va a ser a función de eso.

Operadora: Tenemos a Daniel Guardiola de BTG.



Daniel: Buenos días. Yo tengo un par de preguntas, no sé si ya la preguntaron porque, digamos, entré tarde al *call*, pero una sobreejecución de Capex, que un poco lo que vimos en esta primera mitad del año es que la empresa hizo una ejecución de alrededor de 1 billón de dólares, eso es alrededor de un 30% del presupuesto anual. Y me gustaría saber, digamos, qué está impidiéndole a la empresa ser más activo o ser más agresivo en la ejecución de su Capex, teniendo en cuenta que tiene una vida útil de reservas relativamente baja comparada con sus pares. Esa es mi primera pregunta.

Y mi segunda pregunta, en línea con esta, me gustaría saber si nos pueden dar detalles de qué iniciativas están tomando para incrementar o para reponer la vida útil de reservas, tanto orgánico como inorgánico, teniendo en cuenta el acelerado desapalancamiento que hemos visto en los últimos 18 meses. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Daniel, buenos días y gracias por la pregunta. En términos de Capex, efectivamente, un poco más de 1 billón de dólares en el primer semestre del 2018, veíamos hace un momento, en el material de la presentación, que ha habido un par de elementos que creemos que es importante. Uno, relacionado con disciplina de capital; efectivamente, hemos logrado lo que son ahorros de un poco más de 260 millones de dólares y hemos también hecho un desplazamiento de actividades hacia el 2019, que tienen que ver con maduración específica de algunos proyectos de exploración y tienen que ver también con haber revisado de manera detallada, desde el punto de vista de integridad y de riesgo, si algunas actividades las podemos hacer un poco más adelante en el tiempo; y la respuesta es afirmativa. Por eso damos un *guidance* de Capex entre 3 y 3.5 billones.

Sin embargo, nosotros también tenemos un enfoque, un foco muy grande al interior de la compañía en poder continuar con el incremento de actividad, en particular, por ejemplo, hoy tenemos más equipos de perforación. Al final del mes de junio, nosotros teníamos perforados 264 pozos contra 226 de hace un año, o sea, efectivamente, hay más equipos, hay más actividad, y eso, creemos, se va a ir viendo reflejado en el Capex.

Acordémonos que tuvimos también unos temas puntuales, desde el punto de vista de orden público y demás, a principio de año, de los cuales nos hemos recuperado, pero definitivamente el Capex es uno de los puntos principales de foco y está absolutamente relacionado con el tema de reservas también.

Nosotros desde el punto de vista orgánico tenemos exploración en el plan 12 pozos para el año, en este momento tenemos identificados pozos adicionales y podrían ser un poco más de 12 en el año. Yo creo que será una buena noticia. Jorge les habló en detalle sobre qué hicimos en el segundo trimestre y qué estamos haciendo hacia adelante en términos de pozos que están en este momento en operación.

Hablamos ya de pozos de desarrollo, tenemos una inversión un poco más grande. Pero yo quiero rescatar algo bien importante, y algunos de los reportes de ustedes lo han mencionado, y es sobre el manejo que se ha hecho sobre las tasas de declinación de los activos principales de la compañía. Hoy en día, mediante técnicas de operación, recobro secundario, inyección de agua, inyección de gas e inyección alternativa, o sea, recuperación o recobro secundario y terciario, hemos logrado disminuir la baja en la declinación, o



hemos tenido una menor declinación, lo cual redundo en que efectivamente al apuntarle a tener un mayor volumen de reservas, pues, podemos ser exitosos en ese sentido. O sea, estamos viendo orgánico, exploración y poder subir los factores de recobro, fundamental.

Rafael nos hablaba de unos ejemplos específicos, en el Meta, en el Magdalena Medio, de cosas que hemos podido hacer desde el punto de vista de Near Field Exploration, que es, en últimas, la conjunción entre exploración y producción, y que miremos las cosas de manera integrada. Y estamos también mirando temas inorgánicos, o sea, de manera muy juiciosa, de manera muy disciplinada, hemos revisado muchísimas opciones, hemos dicho que nos vamos a mantener en el continente americano. En Colombia y por fuera, operamos ya en Estados Unidos, México, Brasil y Perú. Estamos mirando algunas cosas, las hemos mirado con mucho detenimiento; cuando tengamos algo concreto, lo anunciaremos. Y coincidimos que necesitamos un esfuerzo orgánico, pero también un esfuerzo inorgánico, y que ese resultado del 2017 donde reemplazamos el 126% de las reservas sea un poco la línea hacia adelante, y como mínimo todos los años reemplazar el 100%, pero, efectivamente, tratamos de que esté por encima del 100% de las reservas.

Operadora: En este momento, tenemos a Andrés Cardona de Citigroup.

Andrés Cardona: Muy buenos días a todos. Felicitaciones por los resultados. Yo tengo cuatro preguntas muy breves. La primera es sobre los precios del gas, ¿qué está explicando la mejora en estos, y sí es sostenible? La segunda es: si se han firmado nuevos contratos de gas este año y si nos podrían hablar un poco sobre las características en términos de volumen y duración. La tercera es: ¿cuánto esperan que las técnicas de producción secundarias aporten a la producción a finales de 2018 y 2019?, si pueden comentar al respecto. Y la última es: si reiteran el *guidance* en términos de Ebitda para Reficar. Muchas gracias.

Pedro Manrique: Andrés, gracias por la pregunta. Con respecto a la primera pregunta de los precios del gas y de los contratos recientes que hemos firmado en el gas, quisiera argumentarle que son dos factores: el primero es que definitivamente tuvimos una mejora en los índices de los contratos, es un tema regulatorio que fue aceptado por la Comisión de Regulación en el mes de marzo y nos permitió hacerlo retroactivo a enero; eso explica la mejora de estos precios. Y adicionalmente, hay un tema, y es que en el proceso de comercialización de este año hemos firmado 16 nuevos contratos, y eso ha logrado mejorar los precios, porque se está viendo en el mercado la falta de gas y el defecto de Hidroituango ha hecho que eso nos haya permitido cerrar estos precios más o menos alrededor de un 4.7% en el mercado no regulado y un 3.4% por encima en el mercado regulado.

Y eso, básicamente, son 16 contratos, los cuales tenemos tres años de plazo y algunos de ellos en siete años de plazo. Y eso pues básicamente refleja las condiciones de hoy en día del mercado, y eso explica básicamente el aumento de estos precios a largo plazo.

Rafael Guzmán: Andrés, muy buenos días. Gracias por la pregunta. Respecto a la contribución del recodo secundario y terciario en nuestros campos, tal como verificamos, actualmente estamos viendo un 23% de contribución a esa producción total. Con el tiempo, esta participación se va a ir incrementando, y esto gracias a los muy buenos resultados que



estamos obteniendo en nuestros pilotos. La contribución actual proviene principalmente de la inyección de agua que se ha venido realizando en el Magdalena Medio, La Cira, Casabe, Yariguí y varios campos del sur, y la inyección de gas que se hacen al Piedemonte, pero tal como mostramos en los resultados, se ha obtenido muy buenos resultados de inyección de agua en dos de nuestros principales campos, Castilla y Chichimene, donde actualmente la producción viene principalmente de primaria, pero con el tiempo va evolucionando y la mayor contribución vendrá de primaria.

Y algo importante que quiero mencionar es que seguido de la recuperación secundaria que hacemos en todos los campos que tenemos inyección de agua, viene el polímero recuperación terciaria. Y hemos visto muy buenos resultados de los pilotos en todos los campos: La Cira, Casabe, Yariguí, pero también en Chichimene y seguidamente en Castilla. Esta contribución también se verá reflejada en una mayor incorporación de reservas de este programa de recobro de Ecopetrol.

Felipe Bayón: Andrés, en términos de la meta de Ebitda de Reficar, nosotros dimos un *guidance* de medio billón de pesos, 500,000 millones de pesos, el cual mantenemos en línea con lo que hemos visto hasta ahora. Pero yo creo que importante el mensaje, que definitivamente muy contentos con el desempeño operativo de la refinería, definitivamente estamos pudiendo generar muchísima caja de la refinería. Y como lo decía Tomás hace un momento, pues todo el proceso de optimización nos está permitiendo subir cargas de crudos nacionales, hacer un montón de cosas. Muy complacidos con cómo está funcionando la Refinería.

Operadora: En este momento, tenemos a Carlos Rodríguez de Ultraserfinco.

Carlos Rodríguez: Buenos días, señores. Muchísimas gracias por la presentación y felicitaciones por los resultados. Tengo dos preguntas: la primera es con respecto al segmento del *downstream*, y es que me gustaría saber en qué horizonte de tiempo o qué variables se necesitan para que el segmento esté en un punto de equilibrio contable y comience a aportar a la utilidad consolidada del grupo. Y mi segunda pregunta es con respecto al segmento del *upstream*, específicamente exploración, y qué perspectiva tienen para el sur del país, particularmente en Putumayo, y si ven algún potencial o han visto alguna mejora en las condiciones sociales luego de la terminación del conflicto acá en Colombia y si podría ser una zona a desarrollar en el mediano o largo plazo. Muchas gracias.

Jaime Caballero: Hola, Carlos, muchas gracias. Te habla Jaime Caballero. En relación a las perspectivas para el *down*, pues yo creo que lo que hemos visto, vemos una tendencia de mejora en los resultados trimestre a trimestre, año a año, todo muy apalancado por el desempeño sostenido de Barrancabermeja y la contribución que está haciendo Reficar. Yo creo que en términos de la perspectiva de mayor contribución del *down* a los resultados del segmento es función de tres cosas: uno, el entorno de márgenes de refinación que tengamos hacia adelante, donde las perspectivas son positivas, como creo que hemos hablado en el pasado, hay una perspectiva de mejora de precios, de mejora de márgenes de refinación asociado a Marpol, y eso son temas que la Refinería de Cartagena puede apalancar de grandes formas. El segundo tema es, por supuesto, la estructura financiera que tiene el



segmento, donde tenemos que sobrellevar las inversiones que se realizaron en la Refinería de Cartagena en años pasados. Eso ha venido mejorando y si tú comparas los resultados de este año contra los resultados del año pasado, esencialmente estamos viendo una mejora de 800,000 millones de pesos más o menos. Esa tendencia la debemos continuar en el tiempo y nos hace creer que el *down* va a ser un contribuyente neto al grupo dentro de poco tiempo.

Felipe Bayón: Carlos, en términos de la potencialidad exploratoria en el Putumayo, nosotros lo hemos manifestado antes, estamos convencidos que es una región, pues, uno, que le ha aportado un montón al país, pero que tiene muchísimo más potencial. Estamos trabajando como Ecopetrol y también con nuestros socios en varios frentes: uno, adquisición de sísmica adicional, perforación de algunos pozos que nos permitan tener un entendimiento mejor del subsuelo, de la roca, de los yacimientos. En todo el tema social, fundamental el acercamiento que estamos haciendo desde el punto de vista de la estrategia de inversión social, de relacionamiento. Una zona, pues, que ha tenido muchísimas complicaciones históricamente, pero con la cual estamos nosotros comprometidos, es una zona absolutamente clave para nosotros.

En particular, no sé si tuvieron oportunidad de verlo, pero el viernes pasado tuve oportunidad de estar con el presidente Duque en Tumaco, que es el sitio donde llega el Oleoducto Transandino, tenemos una terminal, tenemos una presencia, y donde en particular pues estábamos anunciando una inversión de 10,500 millones de pesos en obras por impuestos dedicados exclusivamente a educación. En ese sentido, en Tumaco y en Barbacoas estamos cubriendo, más o menos, entre el 60% y el 66% de la dotación escolar de casi 48,000 niños. Entonces, sí hay un enfoque muy importante sobre la región, Nariño, Putumayo, y sí, desde el punto de vista técnico, vemos un potencial importante, y creemos que vamos a seguir trabajando y en la medida de que vayamos avanzando pues les vamos a ir comunicando los resultados de esa actividad.

Operadora: En este momento tenemos a Ricardo Sandoval, de Davivienda Corredores Colombia.

Ricardo Sandoval: Buenos días. Muchas gracias por la presentación. Ya algunas dudas han sido resueltas, pero tengo otras adicionales. La primera de ellas es sobre el tema financiero, es si nos pueden dar de pronto un poco más de *guidance* sobre la tasa efectiva de impuestos que el grupo podría presentar para todo el año 2018. Y también si de pronto nos podrían explicar un poco, pues, teníamos entendido que gran parte de la caída de la tasa efectiva para el primer trimestre se había dado porque Reficar había comenzado a dar utilidades y había dejado de pagar renta sobre renta presuntiva, entonces, aun así, para este segundo trimestre, vimos que Reficar dio una pérdida neta y la tasa efectiva de impuesto siguió disminuyendo. Entonces, si pudiéramos de pronto tener una explicación sobre ese tema o algo de profundidad.

En otros temas, en refinación, siguiendo un poquito la pregunta de María de Bancolombia, quisiera saber si, pues, este trimestre volvimos a ver una carga por encima de la capacidad técnica en Reficar y me gustaría saber si de pronto ustedes están dispuestos a revisar esta



capacidad técnica de 150,000 barriles que tiene Reficar. Y si no es así, de pronto me gustaría saber qué factores los llevarían a revisar esta capacidad técnica que se tiene en Reficar. Adicionalmente, si pudiéramos también tener el dato de cuál fue la carga máxima que se presentó en Reficar durante el segundo trimestre del 2018, les agradecería.

Otra duda, en el segmento de transporte, me gustaría saber específicamente para este segmento qué tan importantes son los contratos que están dando por terminadas las contrapartes con Ecopetrol, esos contratos que se están viendo de pronto afectados o que pueden llegar a tener un lío jurídico, pues qué tan importantes son para el segmento específico de transporte, más no para el consolidado.

Y finalmente, estábamos viendo que realmente los resultados de recobro han mejorado y han sido muy buenos, y me gustaría saber si pudiéramos tener de pronto alguna guía de en cuánto podría ubicarse la producción de la compañía para el cuarto trimestre del 2018. Ya tenemos la guía de pronto de todo el año, pero de pronto algún tipo de objetivo o guía para finalizar el año 2018. Muchas gracias.

Jaime Caballero: Hola, Ricardo. Muchas gracias por tus preguntas. Yo voy a comenzar con la tasa efectiva de tributación. Pues como reportamos, la tasa efectiva de renta para el segundo trimestre fue de 35.7 frente a 53 el año pasado, eso para el trimestre. Para el semestre fue de 38. ¿Por qué repito un poco esos números? Porque yo creo que nos están mostrando el rango donde consideramos que debemos estar. Yo pensaría que, y pues los análisis que hemos realizado, es que entre 35 y 39 es un rango donde nos vamos a estar moviendo trimestre a trimestre en este tema ¿Por qué eso, o sea, qué está detrás de ese número? Algunos de los temas que explicábamos en el pasado realmente son temas que vamos a ver en el transcurso del año, no son temas como coyunturales de un trimestre, sino son temas ya estructurales que dan cierta permanencia. Entonces ahí, lo que hemos hablado, hay tres temas fundamentales, de pronto un cuarto. El primero es la contribución que hace Reficar y Ecopetrol América, ambas tributan a tasas nominales que son significativamente por debajo de las del grupo. Reficar está al 15%, Ecopetrol América efectivamente está a 0%. Entonces, ¿qué sucede? Estas filiales no tienen que dar necesariamente utilidad para que se baje la tasa efectiva de tributación. Con el hecho de que mejoren su resultado, ya tú ves el efecto en el consolidado, entonces, lo importante aquí no es que la filial necesariamente dé la utilidad, sino que el resultado cada vez sea mejor. Y en esa medida, vas a ver el efecto en la tasa de tributación.

El segundo tema es la menor tasa nominal que tiene Ecopetrol S.A., que bajó 300 puntos básicos, estábamos en 40 el año pasado, ahora en 37, y eso se mantiene en el tiempo. Y en la medida en que haya reformas o cambios positivos en ese sentido, lo veremos en la tasa efectiva de tributación.

El tercer tema es el impuesto a la riqueza, que como tú sabes fue eliminado. Eso se vuelve algo estructural que vamos a ver en todas las comparaciones.

Y el cuarto tema es, pues, como parte de nuestra planeación tributaria siempre estamos trabajando optimizaciones y demás, y hemos identificado algunos temas de gastos deducibles y que tienen una contribución marginal, pero que nos ayudan en este tema.



Felipe Bayón: Ricardo, voy a seguir contestando las otras preguntas, hay varias sobre refinación y sobre Reficar. Yo creo que es importante mencionar varias cosas. Una, efectivamente, el trimestre estuvimos en 153,000 de promedio por encima de la capacidad inicial, y en este proceso de optimización, lo explicaba Tomás hace un momento, hicimos el arranque, hicimos después la estabilización y ahora estamos en el tema de ya pues tratar de maximizar la generación de valor desde la refinería. De hecho, en el mes de marzo, nosotros estuvimos en 160,000 barriles de promedio y tuvimos picos, pero son picos puntuales de 167,000 barriles. Y todo eso obedece al trabajo que hacen los operadores, los ingenieros que manejan la refinería para entender hasta dónde podemos llevar, desde el punto de vista operativo, la refinería y nos permiten seguir haciendo ajustes operativos y técnicos.

Estamos muy cómodos con el nivel, entendamos que es importante la carga, pero es fundamental, sobre todo, el margen de la refinería, llevamos varios meses, prácticamente un año con márgenes de dos dígitos y a eso es lo que le estamos apuntando; entre otras cosas, por el buen desempeño operativo, pero también porque hemos logrado cargar un porcentaje mucho más alto de crudos nacionales.

¿Cuándo vamos a subir la capacidad técnica? Yo creo que no es una discusión que hayamos tenido, estamos en el proceso, como les digo, de maximizar valor. ¿Hacia delante qué viene, qué puede venir? Y pues decir que nosotros, y lo hemos dicho públicamente, estamos mirando la utilización de algunos equipos de la refinería original de Cartagena para ver si se puede ampliar la capacidad de manera significativa, pero eso es algo que vendrá en el tiempo. Estamos haciendo todos los análisis desde el punto de vista de ingeniería y de diseño.

Muy contentos con la capacidad y, sobre todo, muy contentos con la calidad de los combustibles, que en particular, por ejemplo, nos han permitido entregarle al país un diésel de muchísima mejor calidad en este año, a partir del mes de marzo, sobre todo en lo que tiene que ver con diésel.

En términos de transporte, los contratos de transporte son definitivamente muy importantes para nuestra actividad. En particular, Ricardo está haciendo la pregunta sobre los que terminaron unilateralmente las contrapartes. Nosotros lo hemos dicho públicamente, tenemos una posición diferente, una posición en donde consideramos, desde el rigor legal, que los contratos siguen vigentes, y pues vamos a utilizar todos los mecanismos a nuestro alcance para defender esa posición, no voy a entrar en mucho más detalle. Pero sí son importantes, pero tenemos una posición, desde el punto de vista legal, muy sólida.

En cuanto a recobro, y efectivamente son resultados muy buenos. Ustedes veían en la presentación un *guidance* de un poco más de 160,000 - 164,000 barriles, lo que tiene que ver con recobro para el año. El *guidance* de producción de 415,000 a 425,000 para el año continúa, yo creo que recobro va a seguir haciendo su contribución fundamental. Tal vez, Rafael, yo no sé si quiere hablar algo más en detalle, pero lo que estamos viendo es muy bueno, hemos logrado parar la declinación de los campos y recobro, pues, que es una de las



fortalezas de Ecopetrol, yo creo que va a seguir siendo fundamental para nuestra entrega de producción. Rafael.

Rafael Guzmán: Sí, tal vez, Felipe, para añadir que seguimos con nuestra meta de 715,000 a 725,000, y en recobro algo importante es que campos tan grandes como importantes para nosotros como Castilla y Chichimene, gracias a la inyección de agua, hemos podido sostener y hacer un crecimiento en la producción. Y esto lo vamos a continuar viendo hacia el futuro. Y tal vez lo que mencionaba yo antes de movernos rápidamente de inyección secundaria, es decir, agua a terciaria, en todos los campos donde se han tenido buenos beneficios de inyección de agua nos van a sostener y a apalancar la producción y también la contribución con reservas.

Operadora: Tenemos a Jairo Lastra de Lastra Capital Management.

Jairo Lastra: Buenos días. Felicidades por los resultados. Un par de preguntas nada más: en la parte financiera, quiero saber si ha cambiado un poco el esquema de cobertura natural, teniendo en cuenta que gran parte de la deuda que han pagado ha sido la denominada en dólares, y en pasado reciente, digamos que la cobertura natural no ha sido tan eficiente, teniendo en cuenta que una subida en el dólar también vino acompañada de una caída en precio del petróleo. Y la segunda tiene que ver con las diferencias que tienen con Frontera y Canacol. Ya lo han hablado bastante, simplemente, lo que anunció Frontera Energy de no pasar cerca de 48,000 barriles por los oleoductos bicentenario. Muchas gracias.

Jaime Caballero: Jairo, gracias por tu pregunta. Bueno, sobre el tema de coberturas, sobre el tema de coberturas y sobre el tema de exposición cambiaria. Lo primero que diría es que nuestra política de cobertura, que arrancó hace dos años, no ha cambiado, o sea, seguimos con una política que básicamente busca coberturas contables donde estamos esencialmente cruzando los flujos de efectivo de nuestras ventas contra la deuda. Esa política ha probado tener éxito, si vemos los resultados desde que se implementó, hemos venido disminuyendo sustancialmente el impacto cambiario que tenemos y, de hecho, lo estamos manteniendo en un rango bastante pequeño. En este momento, la posición neta que tenemos es esencialmente, el 90% de la exposición que nosotros tenemos a esa fluctuación está cubierta por esa cobertura natural y creemos que el saldo que nos queda, que es un saldo de unos 800 millones de dólares es un saldo que, en el contexto de la mayoría del grupo, es totalmente aceptable. Entonces, en esa medida, no vemos cambio.

Un tema importante que hay que resaltar es alrededor de, también, los *upside* que hemos adquirido alrededor del tema. Si tú ves la relación Brent-peso durante el último año, de hecho, no se ha dado ese efecto en el cual en la medida en que el Brent sube tenemos una devaluación significativa. El efecto que tuvimos fue del 3%, que es totalmente inmaterial. Entonces, sí estamos capturando el *upside* del Brent sin tener un impacto negativo por TRM, y eso nos hace creer que la posición que tenemos en este momento, la posición neta, está bien.

Felipe Bayón: Sí, Jairo, hablábamos hace un poco sobre el tema de los contratos y la diferencia de Frontera y Canacol, manifestaba yo en una respuesta anterior que nosotros



tenemos, como Ecopetrol y como grupo empresarial, una posición diferente a la que tienen estas dos compañías. Nosotros creemos, nuevamente, que tenemos una posición sólida, una posición, desde el punto de vista legal, absolutamente sólida y robusta, y en ese sentido es que vamos a actuar. Y lo manifesté, vamos a defender todos los intereses de la compañía, pero entenderán que no entre en más detalles sobre el tema, pero es un tema que en la medida que vayamos avanzando pues se los estaremos comunicando también.

Operadora: En este momento no hay más preguntas. Le cedo la palabra al señor Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol, para comentarios finales.

Felipe Bayón: Operadora, muchas gracias. Y a ustedes los participantes de las preguntas de la sesión de resultados, nuevamente, muchas gracias por el interés en la compañía. Nosotros desde Ecopetrol queremos hacer un reconocimiento a los empleados y a la gente que nos colabora todos los días y que hace que estos resultados sean posibles. Tenemos cosas muy buenas de las cuales nos podemos sentir muy orgullosos, tenemos que seguir mirando el tema de actividad en particular, de cómo podemos hacer el despliegue de todas nuestras inversiones, seguir manteniendo el incremento de actividad en perforación, en proyectos, en construcciones; poder aumentar nuestras capacidades de producción, seguir manejando el recobro y que el recobro nos siga permitiendo que las producciones básicas de la compañía muestren estos resultados que mostramos en este trimestre, en donde tenemos una disminución de las tasas de declinación. Que refinación, que transporte, que comercialización, que todos los elementos de la cadena de valor y las filiales sigan funcionando muy bien.

Y bueno, esperamos seguir con este foco, con la disciplina trabajando de manera segura hacia adelante. Y nuevamente, muchas gracias y esperamos estar con ustedes en una próxima llamada de resultados. Que tengan un muy buen día.