



LLAMADA DE RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS GRUPO ECOPETROL 1T 2019

Operadora: Buenos días, mi nombre es Silvia y yo soy su operadora para la conferencia el día de hoy. En este momento, me gustaría darles la bienvenida a Ecopetrol, primer trimestre 2019, conferencia de resultados. Todas las líneas han sido configuradas en *mute* para evitar ruido de fondo. Después de los comentarios del *speaker*, habrá una sesión de preguntas y respuestas. Gracias por su atención. La señora María Catalina Escobar comenzará la conferencia de hoy. Señora Escobar, puede comenzar.

María Catalina Escobar: Buenos días. Damos la bienvenida a todos los participantes en la llamada de conferencia de hoy, en la cual discutiremos los resultados financieros y operacionales del Grupo Ecopetrol para el primer trimestre de 2019. 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 constituye 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, vicepresidente ejecutivo, Milena López, CFO de Cenit, Jorge Calvache, vicepresidente de exploración, Jorge Osorio, vicepresidente de desarrollo y producción 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: Muchas gracias, María Catalina. Les doy la bienvenida a todos ustedes, los que nos acompañan hoy en esta conferencia de resultados del primer trimestre del año 2019. Me complace compartir con ustedes, los que son los mejores resultados de un primer trimestre en los últimos cuatro años.

La utilidad neta y el EBITDA del Grupo Ecopetrol ascendieron a 2.7 billones y 7.4 billones de pesos, respectivamente. Durante el trimestre evidenciamos un entorno macroeconómico favorable, observamos una mayor tasa de cambio promedio, mayores ahorros financieros y una mayor tasa de tributación, esto permitió compensar, en alguna medida, el menor precio del Brent, el cual pasó de 67.2 dólares por barril, en el primer trimestre del 2018, a 63.8 dólares por barril, al cierre de este trimestre.



La flexibilidad de nuestra estrategia comercial ha permitido enfocarnos en los mercados que generan mayor valor, logrando mantener niveles similares en el diferencial de la canasta de venta de crudo y producto versus el Brent. Al cierre del trimestre, el porcentaje de descuento del diferencial de la canasta de crudos de Ecopetrol, frente al Brent, registró un -11.9%, nivel similar al -10.9% alcanzado en el mismo periodo del 2018.

Quiero destacar la estabilidad operativa alcanzada durante este primer trimestre, apalancada en un adecuado manejo del entorno, lo cual nos ha permitido una actividad continua en todas las regiones donde operamos. Esto contribuyó al aumento de la producción frente al mismo periodo el año 2018, periodo que se vio afectado por un entorno retador de orden público.

Ahora le pasó la palabra a Alberto Consuegra, vicepresidente ejecutivo, quien les hablará de los principales logros de la operación en el primer trimestre de 2019.

Alberto Consuegra: Gracias, Felipe. Los resultados operativos del primer trimestre fueron sólidos y están alineados con nuestras metas del 2019. Esto nos permite tener una buena base para seguir apalancando el crecimiento rentable en los diferentes segmentos del Grupo Ecopetrol. La producción promedio del Grupo Empresarial, para el primer trimestre, ascendió a 728,000 barriles de petróleo equivalente por día, en línea con la meta de producción de 2019. Esto, gracias a la continuidad, el incremento y los resultados de las campañas de perforación y a la respuesta positiva del recobro secundario y terciario que apalancan la estrategia de crecimiento de producción y reserva.

En el frente exploratorio, la campaña 2019 ha mostrado resultados satisfactorios. Ecopetrol y socios completaron la perforación de tres pozos exploratorios, de los cuales uno fue declarado exitoso, logrando una tasa de éxito de 33%, en lo que va corrido del año. Adicionalmente, con la firma de dos contratos de exploración y producción, se da un nuevo impulso a la reactivación de las actividades exploratorias en el *offshore* colombiano por parte de Ecopetrol.

En el frente internacional, estamos robusteciendo nuestro portafolio mediante la revisión de las estrategias en Golfo de México y México, y la ejecución del plan aprobado en Brasil para evaluar prospectividad.

En el segmento de transporte, podemos destacar el incremento, en volúmenes transportados de crudo, de un 10.6% respecto al mismo periodo de 2018. Adicionalmente, durante este trimestre, disminuyeron significativamente los atentados a la infraestructura de oleoductos, un 49% respecto al mismo periodo 2018, permitiendo mayores días de operación en el oleoducto Caño Limón - Coveñas.

En el segmento de refinación, se ejecutaron mantenimientos programados en la refinería de Barrancabermeja, que nos permitieron asegurar la operación para entregar combustibles limpios al país, no obstante, estos mantenimientos impactaron la carga de la refinería durante el trimestre. Por su parte, la refinería de Cartagena presentó una operación estable, gracias a la implementación de iniciativas que permitieron eliminar cuellos de botella, lo cual se refleja en los niveles de carga y producción de refinados. Adicionalmente, logramos el mayor nivel



de composición de carga nacional con un 87% en el trimestre, manteniendo la tendencia positiva de los últimos períodos.

Finalmente, reiteramos nuestro compromiso con la seguridad, con el medio ambiente y con el país, seguimos trabajando en maximizar la creación de valor, bajo criterios renovados de sostenibilidad, competitividad y rentabilidad.

Doy paso ahora a Jorge Calvache, quien les comentará acerca de los resultados de exploración.

Jorge Calvache: Gracias, Alberto. La estrategia exploratoria en el 2019 se encuentra concentrada en la perforación de pozos *offshore* en Colombia, en cercanía a campos existentes, con el objetivo de incorporar reservas en un menor tiempo, aprovechando los actuales niveles de precio de crudo.

Durante el primer trimestre, se perforaron y se completaron tres pozos exploratorios en el *onshore* colombiano. El primero, fue el pozo delimitador Jaspe-8, un éxito exploratorio, ubicado cerca al campo Quifa, este éxito confirmó la extensión del descubrimiento Jaspe en las arenas basales de la formación carbonera, al encontrar crudo de 12.5 grados API. El segundo, fue el pozo exploratorio Cira-7000 ST, ubicado en el bloque La Cira Infantas, que fue declarado seco. Y el tercero, el pozo exploratorio Provenza, ubicado en el bloque CPO-8, que, también, fue declarado seco.

Continuando con la campaña exploratoria de este año, se encuentran en perforación dos pozos operados por la compañía Parex, Andina Norte-1, ubicado en el Piedemonte Llanero, cerca al campo Capachos, y Boranda-2, localizado en el Valle Medio del Magdalena, en el bloque Playón, y en los cuales, Ecopetrol tiene una participación del 50%.

Siguiendo la estrategia de exploración en áreas cercanas a campos existentes, para el segundo semestre de 2019, Ecopetrol planea operar y perforar el pozo Flamencos-1, ubicado al sur del campo Gaza. El pozo Liria YW-12, ubicado cerca al campo Cupiagua y el pozo Lorito Este-1, ubicado cerca a los campos Akacías, Chichimene y Castilla. Adicionalmente, nuestra filial Hocol planea perforar el pozo Olini Oeste-1, ubicado cerca al campo Río Saldaña.

Un hito significativo en el trimestre fue la obtención de nuevos bloques costa afuera en el Caribe colombiano, con la firma de dos contratos de exploración y producción, COL-5, bloque operado por Ecopetrol y Guajira OFF-1, en el cual Repsol es operado con un 50% de participación y Ecopetrol con el 50% restante. Esta es una señal positiva de la reactivación de actividades exploratorias del *offshore* colombiano, por parte de Ecopetrol.

En los bloques Purple Angel, Fuerte Sur y COL-5 estamos en el proceso de preparación de información técnica y comercial, con el fin de atraer socios con experiencia, capacidad técnica y económica que nos ayuden con el desarrollo de los descubrimientos de gas.

Vamos, por favor, la siguiente diapositiva, para ver el plan de maduración de los descubrimientos exploratorios.



Teniendo en cuenta los éxitos exploratorios del año pasado y la perforación, en lo corrido del 2019, estamos avanzando en la maduración de los descubrimientos, a través de la perforación de pozos delimitadores y la evaluación correspondiente, para determinar comercialidad en los descubrimientos Jaspe, Arrecife, Andina, Cosecha y Lorito.

En el bloque COL-5, se adelanta el proceso de contratación para la adquisición de 2,000 kilómetros cuadrados de sísmica 3D, el cual se tiene planeado iniciar en el cuarto trimestre del 2019. 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 delimitar 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 realizando estudios de prefactibilidad del desarrollo y comercialización de gas. Estas actividades nos permitirán determinar la materialidad y consolidar el desarrollo de los descubrimientos de gas en el Caribe *offshore*.

Ahora, Jorge Osorio hablará de los resultados de producción del Grupo Empresarial.

Jorge Osorio: Gracias, Jorge. Hemos iniciado el año en línea con nuestros planes para alcanzar la producción entre 720 y 730,000 barriles por día. Nuestra producción en el primer trimestre fue de 728,000 barriles equivalentes por día, 27,000 barriles más frente al primer trimestre del año anterior. Del total de la producción, los campos de Ecopetrol con programa de recobro aportaron el 30% y las filiales el 9%, alcanzando 63,000 barriles. La producción de gas aumentó 6.8%, debido a una mayor disponibilidad de la planta de procesamiento de Cupiagua y una mayor comercialización.

En el primer trimestre se destacan los buenos resultados de la campaña de perforación del campo Rubiales y el aumento de producción del campo Akacías, el cual alcanzó los 20,000 barriles por día en el mes de marzo, logrando 17,000 barriles por día como promedio del trimestre. Akacías es un campo en proceso de crecimiento del nuevo bloque CTO-09, del cual somos operadores con una participación del 55%.

La lámina también ilustra la producción de los campos de Castilla, Chichimene, y Yariguí, los cuales presentan un incremento frente al primer trimestre del año anterior, luego de alcanzar normalidad en temas de entorno y resultados positivos de los proyectos.

Ahora doy paso a Milena López, quien les comentará acerca de los resultados del segmento de transporte.

Milena López: Gracias, Jorge. Buenos días. A cierre del primer trimestre de 2019, el segmento de transporte mantuvo resultados financieros positivos, con un EBITDA cercano a 2,5 billones de pesos.

Durante el primer trimestre del 2019 transportamos un mayor volumen de crudo y refinados, llegando, aproximadamente, a 1,140,000 barriles por día, lo que represento un crecimiento en volumen transportado, comparado con el año anterior.



El volumen de crudo transportado llegó a 880,000 barriles por día, representado en incremento del 11%, debido, principalmente, a mayores niveles de producción y, también, a la captura de barriles que anteriormente se evacuaban por fuera de la infraestructura del Midstream. Aproximadamente, el 73% del volumen de crudo transportado es propiedad del Grupo Empresarial Ecopetrol. El incremento en volumen transportado de crudo compensó el menor transporte de refinados, el cual se redujo en 5%, llegando a 260,000 barriles día, debido a la prolongación de los tiempos establecidos para el mantenimiento programado en la unidad HDT, en la refinería de Barrancabermeja, generando un reto y esfuerzos operacionales importantes para este periodo.

Adicionalmente, con el fin de obtener la demanda de refinados del sur del país, Cenit viabilizó la importación de dos buques por el puerto de Buenaventura, con, aproximadamente, 100,000 barriles de gasolina sí 140,000 barriles de diésel. Aproximadamente, un 35% del volumen de refinados transportado en el sistema de poliductos correspondió a productos del Grupo Empresarial Ecopetrol.

Durante el primer trimestre, los gastos operacionales disminuyeron frente al primer trimestre del 2018, como resultado del reconocimiento y de un ingreso no recurrente por el fallo a favor de Ocesa, en un litigio relacionado con el lleno de línea en dicho sistema de transporte.

Durante el primer trimestre se redujeron significativamente los atentados a la infraestructura de transporte, presentándose una disminución del 49% en los incidentes imputables a terceros, frente a los que ocurrían en el mismo periodo del año anterior. Como resultado, durante el trimestre, se materializaron ocho ciclos de reversión, comparados con 12 en el mismo periodo del 2018, y tuvimos mayores vías de operación normalizada en el oleoducto Caño Limón - Coveñas

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

Tomás Hernández: Gracias, Milena. En el primer trimestre del 2019, la refinería de Cartagena mantuvo una operación estable y un buen desempeño operacional, en la refinería de Barrancabermeja se realizaron mantenimientos en algunas unidades, siendo los más relevantes los efectuados en una unidad de crudo y en la Hidrotratadora de Diésel. El último consistió en cambio de catalizador e inspección de equipos, después de más de ocho años de operaciones. Con esta reparación, se espera que la planta tenga un nuevo ciclo de corrida extendida, asegurando los activos clave para entregar al país combustibles limpios y aprovechando la entrada en vigor de regulaciones MARPOL.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver los resultados operativos del segmento de refinación.

Es importante mencionar que los resultados del segmento de refinación continuaron impactados por el desfavorable entorno de precios de productos internacionales, principalmente en lo referente a gasolinas y naftas.



La refinería de Cartagena alcanzó, en el primer trimestre de 2019, una carga promedio de 155,000 barriles día, frente a 145,000 barriles día del mismo periodo del año anterior, que representa un crecimiento del 7%. Con un 87% de crudos nacionales en la composición de la carga, 71% en el primer trimestre de 2018, esto se logró gracias a la continuidad de los esfuerzos en optimización de la dieta de crudo y a la gestión e integridad de activos. El margen bruto del primer trimestre de 2019 disminuyó con respecto al mismo trimestre del año 2018, alcanzando 11 dólares por barril, afectado en el comportamiento del mercado internacional. Estos efectos fueron mitigados, parcialmente, por una operación estable y con una dieta más económica, favorecida por la mayor proporción de crudo nacional en su composición.

Por su parte, en la refinería de Barrancabermeja, la carga del primer trimestre del 2019 disminuyó un 9%, alcanzando un promedio de 196,000 barriles por día, como resultado de los programas de mantenimiento programado ya mencionados, y por la baja disponibilidad del río Magdalena, que dificultó la evacuación *fuel oil*. El margen bruto del primer trimestre de 2019 se debilitó, llegando a 10.5 dólares por barril, frente a 11.8 dólares por barril en el primer trimestre de 2018, explicado en mayor proporción por una disminución del diferencial de precios de productos internacionales versus el crudo, principalmente gasolina.

Durante el primer trimestre de 2019, en nuestra área petroquímica, Esenttia continuó con excelente desempeño en seguridad industrial y en la operación, capturando mejores márgenes en un entorno de mayor estabilidad en los precios de nuestra materia prima.

En el frente de biocombustibles, Bioenergy finalizó el periodo de zafra, 2018-2019, en marzo, el segundo desde su entrada en operación y dio inicio a las actividades de preparación para el plan de mantenimiento inter-zafra.

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

Jaime Caballero: Gracias, Tomás. Los resultados financieros obtenidos en el primer trimestre de 2019 continúan por la senda del crecimiento rentable y están alineados con el plan de negocios anunciado hace unos meses.

Durante el trimestre alcanzamos un EBITDA de 7.4 billones de pesos y una utilidad neta de 2.7 billones de pesos, evidenciando una tendencia positiva frente al primer trimestre del año anterior. Destaco la importante contribución del segmento de exploración y producción al EBITDA, el cual aportó el 62% frente al 60% del primer trimestre del 2018. El margen EBITDA continúa en niveles muy competitivos, ubicándose en 46.1%, mayor al 45.4% registrado para el 2018. Este margen se alcanzó, incluso, con entorno retador de diferenciales de precio de productos, principalmente gasolina, por factores de mercado y con el mantenimiento programado de la unidad Hidrotratadora de Diésel en la refinería de Barrancabermeja, lo cual permitirá tener combustibles más limpios.

En términos de la solidez del balance, nuestros principales indicadores de apalancamiento se mantienen en niveles muy saludables. El indicador Deuda Bruta/EBITDA se mantuvo en 1.2 veces, mientras que el Deuda Neta/EBITDA disminuyó a 0.9 veces. Estos niveles se lograron



gracias a una sólida generación de EBITDA y a los prepagos de deuda realizados en 2018, los cuales, desde este trimestre, permiten capturar un ahorro importante en gastos financieros. Asimismo, quiero destacar la sólida generación de caja de trimestre, lo cual se reflejó en una caja de cierre que alcanzó 16.3 billones de pesos. El EBITDA por barril presentó una leve disminución, principalmente por el mayor diferencial en la canasta de crudos y productos versus Brent, y mayores volúmenes de importación de productos, dado el mantenimiento programado de la unidad de Hidrotratamiento, compensado en parte por la mayor producción.

Nuestro crecimiento es rentable, el *breakeven* de utilidad cerró en 33.6% dólares por barril, mostrando una tendencia favorable frente a periodos anteriores, en parte, habilitada por menores gastos financieros y menor tasa de tributación. Asimismo, aumentamos nuestro ROACE, pasando del 13.1% en 2018 a 14.1% en el primer trimestre de 2019, demostrando la disciplina en la ejecución de inversiones.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina, para ver la evolución de la utilidad neta. La utilidad neta del trimestre ascendió a 2.7 billones de pesos, un 5% mayor que en el primer trimestre del año anterior. Nuestros ingresos crecieron 1.3 billones de pesos, impulsados, principalmente, por mayores volúmenes de ventas en línea, con el incremento de la producción y el efecto favorable de la tasa de cambio, a pesar de un menor precio Brent. Por su parte, el costo de venta, sin incluir depreciaciones y amortizaciones se incrementó en 1.2 billones de pesos, principalmente por el efecto neto de mayores importaciones de diésel para suplir demanda nacional y costos variables asociados al crecimiento producción. El costo por depreciaciones y amortizaciones aumentó 0.2 billones de pesos, principalmente por el efecto de una mayor producción y el aumento de Capex asociado a las campañas de perforación. En los resultados no operacionales tuvimos un mejor desempeño, gracias al menor costo financiero de la deuda, asociada a los prepagos realizados el año anterior por valor de 2.5 billones de dólares equivalentes, y, también, por la menor tasa de tributación, debido a la reducción de cuatro puntos porcentuales en la tasa nominal establecida en la ley de financiamiento, aprobada a finales de 2018.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver el detalle de los costos del Grupo Empresarial.

En línea con la estrategia de eficiencia en costos y crecimiento rentable, observamos costos unitarios estables acorde a los niveles reportados en el 2018. El factor de dilución se ha logrado disminuir desde el 2014, de 20% a 14.2%, de forma estructural, gracias a la estrategia de transportar a mayor viscosidad. Asimismo, el costo de dilución ascendió a 3.7 dólares por barril, inferior al reportado durante el 2018, gracias a menores compras de nafta. Por su parte, el costo de levantamiento se mantiene en niveles estables frente al 2018, aun con el incremento de actividad en recobro secundario.

Como la anunciamos en la actualización del plan de negocios, de cara al consumo de energía, uno de los principales rubros del costo de levantamiento, la compañía está trabajando en los siguientes frentes: Primero, aumentar la autogeneración. Segundo, optimizar la compra de energía a través de comercialización propia. Y tercero, varias iniciativas de eficiencia en el consumo.



Por su parte, el costo de barril transportado presentó una reducción gracias al aumento de volúmenes transportados por nuestros sistemas. La relación de costos de ventas sobre ingresos presentó un leve aumento frente a 2018, que obedece a los menores diferenciales y mayores compras de productos realizados durante el trimestre.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina, para ver el comportamiento de las inversiones.

Se destaca la ejecución del Capex del primer trimestre, el cual creció un 59% frente al mismo periodo del año anterior. Con estos niveles mantenemos la meta del plan de inversiones 2019, entre 3.5 y 4 billones de dólares. El 81% de la ejecución del Capex se concentró en el segmento de exploración y producción, donde se destaca la campaña de perforación en nuestros principales campos, Castilla, Rubiales, Chichimene, Casabe y La Cira Infantas, inversiones que aportarán significativamente a los niveles de producción y rentabilidad en el corto y mediano plazo.

Las inversiones de crecimiento representaron el 77% del ejecutado durante el trimestre. Por su parte, en las inversiones emergentes, que apalancan el largo plazo de la compañía, destacamos el inicio de estudios para la etapa de maduración de proyectos para pilotos en yacimientos no convencionales, en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, y, también, las inversiones en transformación digital.

En cuanto a inversiones sin continuidad operativa, se ejecutaron 150 millones de dólares, los cuales permiten asegurar confiabilidad, integridad, estándares de desempeño y eficiencia en la operación.

Paso ahora la palabra al presidente para sus conclusiones finales.

Felipe Bayón: Muchas gracias, Jaime. Nuestros resultados financieros y operacionales fueron buenos, hemos demostrado resiliencia y fortaleza técnica y operativa, vamos en la dirección correcta para cumplir con nuestros objetivos. Nuestro estimado de producción para el año, como le informamos al mercado, está en un rango entre 720,000 y 730,000 barriles de petróleo equivalente por día. Nuestra prioridad es mantener una operación segura, que proteja a nuestros trabajadores, a todos nuestros colaboradores, al medio ambiente, siempre con excelencia operativa, generando valor a nuestros accionistas y prosperidad compartida en las regiones donde operamos. Con esto abro la sesión de preguntas y respuestas. Muchas gracias.

Operadora: En ese momento me gustaría recordarles a los participantes, si tienen una pregunta que realizar, presione asterisco (*) y luego uno (1) en su teclado de teléfono. Si desea retirarse de la lista de preguntas, presione *pound key* (#).

En ese momento tenemos a Diego Buitrago de Bancolombia.

Diego Buitrago: Buenos días, muchas gracias por la presentación. Tengo dos preguntas, la primera tiene que ver con el Plan Nacional de Desarrollo, en el artículo de la disminución del IVA para la gasolina, en principio contempla una estabilidad en precio para el usuario final.



Quisiéramos saber si ese hecho de mantener el precio para el usuario final, a pesar de haber disminuido el IVA significativamente, tiene algún impacto para Ecopetrol, y si se puede conocer de cuanto estamos esperando y si va a afectar utilidad o ese asiento contable. Y el segundo, tiene que ver con el tema de la Comisión de Expertos para el sector de petróleo y gas, respecto al *fracking*. Quisiera saber qué está esperando Ecopetrol de cuándo se puede dar alguna noticia de inicio de los proyectos piloto, si falta algún comunicado por parte del Ministerio de Minas que reglamente esos pilotos, un poco de ese cronograma para tener un poquito más de luces al respecto. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Diego, muy buenos días, Felipe Bayón. Voy a arrancar por la segunda, por la Comisión de Expertos y los no convencionales, y creo que hay varios temas. El primero, efectivamente, la Comisión de Expertos presentó, ya hace algunas semanas, un reporte muy completo, después de haber hecho un trabajo durante varios meses, en donde, principalmente, estaban analizando tres aspectos, el primero, poder conversar en detalle con las comunidades de las zonas donde se harían los pilotos, los proyectos piloto, el segundo, mirar el tema de regulación, y el tercero, mirar el tema de seguridad energética en el país. Efectivamente, como usted lo mencionaba ahorita, estamos esperando que el Ministerio de Minas, el Ministerio de Medio Ambiente, que fueron los encargados de poner a funcionar y poner a andar la Comisión, el nombramiento de la Comisión, pues que ellos se pronuncien, den su visión y sus comentarios y, de alguna manera, fijen su posición sobre el documento, que, creemos, es un documento extenso, es un documento bien completo desde el punto de vista de las condiciones bajo las cuales se podrían hacer los desarrollos de los no convencionales y, en particular, los pilotos para la fase exploratoria. Entonces, efectivamente, estamos esperando que el ministerio se pronuncie.

Quiero adicionar unos dos o tres conceptos que son importantes. Uno, nosotros, en el plan de negocios 2019-2021, hemos mencionado de 12,000 a 15,000 millones de dólares de inversión, y dentro de ese monto de Capex hemos destinado 500 millones de dólares para hacer los pilotos. Entonces, tenemos el compromiso, tenemos todo un trabajo técnico de detalle para mirar las zonas donde haríamos los no convencionales, para hacer todo el tema de planeación, y efectivamente, resolver las inquietudes puntuales, no solo de la comisión sino de las comunidades en general, temas ambientales, temas de ruido, tema de utilización del agua, temas de microsismicidad, temas técnicos, integridad de los pozos, todo el tema social, en particular para esas zonas. Y el último concepto que quisiera compartir, y lo hemos dicho también, nosotros, pues no pensamos que los no convencionales, o los pilotos, tengamos que hacerlos rápido, tenemos que hacerlos bien. Esto es una oportunidad muy grande para el país, para mantener la autosuficiencia y para poder seguir dependiendo de nuestros propios hidrocarburos para la producción de combustibles y de productos de petroquímica, entonces, creo que eso es bien importante.

En cuanto a la primera pregunta, Plan Nacional de Desarrollo, y, en particular, la reducción del IVA del 19 al 5, pues estamos esperando que se haga la sanción presidencial, va a haber todo un proceso de reglamentación en detalle, para entender un poco más qué implicaciones podría tener en Ecopetrol, en los diferentes segmentos del negocio. Y ese trabajo lo estamos ya llevando a cabo.



Quisiera pedirle a Jaime Caballero que amplíe un poco más, un poco en qué consiste, precisamente, el análisis que estamos haciendo. Jaime.

Jaime Caballero: Hola, Diego. Bueno, como decía Felipe, estamos analizando en detalle las implicaciones del artículo en el Plan Nacional de Desarrollo, pero direccionalmente, yo arrancaría diciendo, un poco, cómo funcionan las cosas hoy y cómo vemos que funcionarían bajo el nuevo articulado. Hoy, esencialmente, lo que sucede es que tú tienes una consonancia entre el IVA generado y el IVA descontable, o sea, el IVA que genera la venta versus la obligación de IVA por la compra. Para hacer las cosas simples, en esencia, tú cruzas esos dos IVA, buena parte de esos dos IVA, y lo que te queda como saldo es un valor que para Ecopetrol, esencialmente, es el equivalente al 5% de todas esas sumas. Así estamos funcionando en el día de hoy. Con el artículo, ¿qué sucede? Tú generas una diferencia entre el IVA generado por la venta y el IVA generado por la compra, entonces, nuestro IVA asociado a compra, para producir nuestros servicios, va a seguir en 19%, mientras que el IVA asociado a la venta de nuestros productos es de 5%. Ese delta entre los dos números, buena parte, hay una parte importante, que de todas maneras se puede ir al costo o a gasto, y se puede deducir de la declaración de renta, pero hay una parte que no, hay un remanente que no, y ese saldo puede ser significativo. Como nosotros estamos viendo, un poco, el tema, es que la implementación del artículo puede absorber una parte de los beneficios que tenemos de la Ley de Financiamiento, eso es lo que estamos viendo en este momento.

Diego Buitrago: Okay, esa última parte, si me pudiera explicar un poquito, ¿a qué se refiere con “puede absorber parte de los beneficios de la Ley de Financiamiento”? Muchas gracias.

Jaime caballero: Sí, básicamente sí, como hemos hablado antes, en esta conversación, la Ley de Financiamiento, pues trae una serie de beneficios importantes para el Grupo, entre ellos, los dos o tres más importantes que hemos discutido, está, lógicamente, la reducción de la tarifa, está la eliminación gradual de la renta presuntiva y está, también, el tratamiento del IVA en bienes de capital, eso tiene un impacto significativo para el Grupo. Así, cálculos aproximados, lo que nosotros estamos viendo es que este cambio asociado al IVA en los combustibles podría representar entre 100 y 200 millardos para Ecopetrol, al año, del saldo que no podemos descontar en la declaración, eso es lo que estamos viendo, y, lógicamente, eso, pues hay que ver la totalidad frente a los beneficios de la Ley de Financiamiento, pues no lo equipara, pero sí captura una parte del mismo.

Diego Buitrago: Okay, muchas gracias.

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

Carlos Rodríguez: Buenos días para todos, muchas gracias por la presentación. Tengo dos preguntas, la primera con respecto al segmento de refinación, y si nos pueden explicar un poco más, esa caída del EBITDA si fue, precisamente, por el mantenimiento de Barranca y si en los próximos trimestres podríamos esperar algo más normalizado y si nos pueden compartir un *guidance* para este segmento. Y la segunda pregunta tiene que ver, si ustedes tienen una banda entre límite superior y límite inferior de Deuda Neta/EBITDA y qué tan probable es ver adquisiciones de reservas este año. Muchas gracias.



Felipe Bayón: Quihubo, Carlos, Felipe. Voy a comenzar con la primera, y le paso, después, la palabra, le doy la palabra a Tomás Hernández, que nos cuente un poco más en detalle. Y en la segunda, le voy a pedir a Jaime que nos ayude con la respuesta.

Entonces, en términos generales, si uno piensa dónde estamos en refinación, hemos dicho, nosotros queremos estar ente 350, 370,000 barriles por día en el año. Y resaltar, de alguna manera, el comportamiento de la refinería de Cartagena, en particular en lo que tiene que ver con su carga, nosotros, pensemos que hace un año estábamos en 145,000 barriles de carga, en Reficar, y este trimestre estuvimos en 155,000 barriles. Eso, adicionalmente, pues se ha visto, también, soportado por un incremento en el porcentaje de los crudos nacionales, que nos generan un montón de eficiencias al interior de refinación. Particular en el trimestre, en el primer trimestre, tuvimos un mantenimiento grande, de una unidad grande, la HDT en Barranca, que generó este impacto, teníamos parte de eso ya en el presupuesto. Pero le voy a pedir a Tomás que nos complemente desde el punto de vista particular de las desviaciones o de las diferencias en el EBITDA, y cómo estamos viendo eso hacia adelante. Tomás.

Tomás Hernández: Gracias, Carlos, por la pregunta. Sí, primero quería poner en contexto lo que es... separar un poco la refinería de Cartagena de la refinería de Barranca, en el contexto de que siempre hablamos, el impacto EBITDA, hay un impacto que puede ser operativo, hay un impacto de fondo de precios y lo quería diferenciar. En Cartagena, como mencionó el presidente, tuvimos un mejor desempeño en carga trimestral, tuvimos un récord carga de crudo nacional y tuvimos un promedio de disponibilidad operacional en las plantas de Cartagena de 96.6%, que fue un récord trimestral, la refinería operó muy bien, un costo de caja, el mejor de arranque, o sea que el efecto operativo en Cartagena se debe más al encono de precios, la caída de gasolina y la caída de nafta, los precios de nafta, ese es el enfoque en Cartagena. Cuando nos vamos a Barranca, ahí lo que vemos son dos efectos primordiales, uno, el efecto en carga, tuvimos mayor actividad de mantenimientos en este Q, que cualquier otro Q en los últimos dos años, tuvimos la planta de crudo que tuvo un mantenimiento mayor, una de las plantas de crudo de mayor carga, 55,000 barriles día, que estuvo fuera por 44 días, impacto fuerte en carga, y tuvimos una planta de hidrotratamiento, que es la mayor, de 66,000 barriles día, que estuvo afuera por 41 días, durante el trimestre. Estos dos mantenimientos se completaron y ya están en operación a full carga, estamos operando bien, y se espera una recuperación de la carga en los últimos tres trimestres para poder promediar 220. Pensamos que vamos a terminar en Barranca en 220, 220,000 barriles día en carga promedio.

En términos de precios, lo que vemos, el primer trimestre, estuvimos muy afectados, en ambas refinerías, por el entorno de precios, principalmente gasolina y nafta, como mencioné. Y lo que vemos en la segunda mitad del año, el segundo semestre, es una recuperación de los precios por el efecto MARPOL, que vemos que los márgenes deben mejorar, asumiendo que los precios internacionales se mantienen en la tendencia que vemos, ¿verdad? El tema MARPOL nos va ayudar en el precio de diésel, como vemos, y lo esperamos así.

Cuando comparamos la operación de las refinerías en el 1Q2019 y lo comparamos con referentes del Golfo de México, refinerías comparativas de *cracking*, como es Barrancabermeja y esas que están en el Golfo de México que son comparativas de *cooking*, como es Cartagena, vemos que la caída de los márgenes fueron mayores en esas refinerías



del Golfo de México, o sea que esperamos una recuperación en el segundo semestre, dejamos atrás los mantenimientos mayores que fueron significativos y esperamos las tendencias en mejora, en margen y en carga en segundo semestre.

Jaime Caballero: Bueno, Carlos, Jaime. Sobre el tema de Deuda Neta/EBITDA, pues seguramente ustedes han visto, pues estamos en unos niveles bastante saludables en esa materia. Yo creo que la línea que seguimos es la misma que anunciamos en el plan de negocios, que es que durante el plan de negocios queremos mantenernos entre 1 y 1.5 veces EBITDA en un escenario de precios de 65. Ese rango, esa banda sigue siendo válida. En este momento, pues, estamos un poquito por debajo, lo cual nos gusta, porque nos da flexibilidad, nos da flexibilidad yo creo que para dos o tres temas.

Uno: está el tema de adquisiciones que en un momento Felipe va a abordar, pero pues sí nos da una capacidad de respuesta a oportunidades que se presenten.

Dos: hay un tema asociado a la optimización constante de la estructura de capital del grupo, ese es un tema que nosotros miramos con regularidad y lo estamos haciendo.

En el pasado, ustedes me han escuchado hablar de que posiblemente en algunos segmentos tenemos una posibilidad de redistribuir deuda dentro del grupo, eso es algo que vemos particularmente en el segmento del *midstream* y que estamos evaluando, y ese rango de apalancamiento nos permite movernos en ese sentido.

Y por último, pero no menos importante, está lógicamente mantener un colchón de respuesta a la incertidumbre en precios. Si bien lo que estamos viendo hasta ahora en el mercado está bastante alineado con nuestros parámetros de planeación, eso puede cambiar y queremos mantener esa flexibilidad.

Entonces, el mensaje aquí es 1 a 1.5 sigue vigente.

Voy a pasarle el micrófono al doctor Bayón para que se refiera a adquisiciones.

Felipe Bayón: Gracias, Jaime.

Carlos, efectivamente, pues estar dentro del rango, en particular, en términos de la deuda, pues deuda bruta y deuda neta, nos permite de alguna manera la flexibilidad a la que ya hacía referencia Jaime.

¿Qué estamos haciendo nosotros?

Dos o tres cosas de contexto, uno: la estrategia que hemos definido es que la compañía tenga presencia en este continente. Entonces, hoy en día tenemos presencia en los Estados Unidos, en México, en Brasil, en Perú y mayoritariamente en Colombia, y es en ese contexto geográfico donde estamos viendo las oportunidades, que sean oportunidades que nos permitan, como bien usted decía, mirar la posibilidad de incrementar reservas, pero también oportunidades que eventualmente nos permitan tener producción y que de alguna manera



pues aporten a la generación de valor muy rápidamente desde el punto de vista del flujo de caja.

Entonces, hemos visto muchas oportunidades, les he dicho ya durante algunos trimestres, hemos consolidado un equipo que está mirando esas oportunidades en detalle, pero pues entenderán que no podemos dar ningún anuncio hasta que no se concrete y tendrán que ser oportunidades que tengan un buen *match* con la estrategia y que de alguna manera permitan apalancar los tres pilares que son: protección de la caja, disciplina de capital y crecimiento de reservas y de producción.

Habiendo dicho eso, pues importante también que entendemos el tema de reservas, en los últimos dos años, 2017 y 18, estuvimos por encima del 100% en el reemplazo de las mismas y hemos dicho también que direccionalmente queremos todos los años poder reemplazar, como mínimo, el 100% de la producción sin tener en cuenta el beneficio de un incremento en precios, y pues ahí es donde nos vamos a mantener.

Carlos Rodríguez: Claro que sí, muchas gracias por todas las respuestas.

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

Ricardo Sandoval: Buenos días, muchas gracias por la llamada.

Yo tengo tres preguntas y aprovecho a hacer la primera que tiene que ver con la respuesta que acaban de dar.

A los precios del crudo actualmente nosotros estimamos que la generación de caja en Ecopetrol seguirá siendo muy positiva, pero entendiendo que ustedes se encuentran por debajo de ese rango de apalancamiento que tienen, pues, planeado entre 1 y 1.5, solamente en dato neto EBITDA pues es del 0.9, quisiera saber, ¿qué significa que durante el 2019, entonces, pues si la generación de caja sigue así de positiva, ustedes ya no piensan realizar prepagos adicionales durante el año y entonces Ecopetrol iniciaría un ciclo de acumulación de caja, pues acorde a sus resultados? Esa es la primera pregunta.

La segunda tiene que ver con el anuncio que hizo hoy la Junta Directiva de Anadarko, su principal socio en Estados Unidos. Ellos en este momento, pues han aceptado la oferta de adquisición de Occidental y quisiera saber, o bueno, quisiera de pronto escuchar algunos comentarios sobre cómo ven ustedes esta transacción en términos de cambio de socio para Ecopetrol. Me gustaría saber de pronto si pueden comentar cómo son sus relaciones con Oxy, si también ustedes, o están de pronto observando o tienen en mente algún tipo de potencial u oportunidad que esta transacción pueda estar dejando para Ecopetrol.

Y mi tercera pregunta es sobre el hito que expusieron que es la firma del contrato de exploración y producción para el bloque COL-5. En el *offshore* yo entiendo, Ecopetrol pues hasta este momento no opera o no operaba o no ha operado en ningún momento algún pozo *offshore*, ustedes, por lo que entiendo, tienen participaciones siendo no operadores y me llama mucho la atención, pues que este, no sé si de pronto no lo tengo en mente, es el primer pozo que van a operar en el *offshore*, quisiera saber si es solo como de exploración o si es de



producción, también de pronto cómo va a ser la curva de aprendizaje para ese tipo de procedimientos, en términos de tiempo cómo podríamos esperar nosotros que evolucione, pues la exploración *offshore* en Ecopetrol siendo ustedes, pues ya operadores en este pozo.

Esas son las tres preguntas, muchas gracias.

Felipe Bayón: Bueno, Ricardo, muchísimas gracias.

Voy a empezar por la última y me devuelvo hacia la primera para permitirle a Jaime que complemente la primera.

En términos de COL-5 yo creo que hay varias cosas, uno: con la salida de Anadarko de este bloque hace ya algunos meses, Ecopetrol manifestó la voluntad de quedarse con el 100% del área y yo creo que es, pues muy buena noticia, nosotros hoy efectivamente tenemos el 100% de dicha área y estamos viendo el proceso hacia adelante de la siguiente manera: Jorge hacía alguna referencia a esto cuando dio sus *remarks* hace un momento.

¿Nosotros qué estamos viendo? Vamos a salir a buscar uno o más socios que nos permitan dos cosas, uno: terminar la delimitación que tenemos que hacer de los descubrimientos. Creemos que el potencial todavía, pues es bastante mayor a lo que nosotros tenemos identificado.

Y segundo: que nos permitan esos socios, pues de manera conjunta, definir el mejor esquema de desarrollo para un potencial de gas que creemos que es bien importante para el país.

Entonces, en ese sentido creo que es importante, pues como ese primer mensaje del ejercicio de *data room* que vamos a hacer pronto para buscar socios.

En cuanto a la operación de *offshore*, nosotros ya de hecho, pues perforamos un pozo directamente por Ecopetrol, operado por nosotros, teníamos de socio a ONGC, la compañía de la India, hicimos una operación, pero este fue, digamos, un ambiente operativo diferente, un pozo donde la tabla de agua no era a más de 60 metros, donde teníamos un *jackup* y no teníamos, pues digamos, las profundidades que tenemos en el área de COL-5. Sin embargo, pues estamos desarrollando las capacidades para, yo creo que, en un término de mediano plazo, poder tener la posibilidad de operar.

Acordémonos que esto está alineado con la estrategia de nuestra presencia en el Golfo de México en los Estados Unidos, nuestra presencia en México con otros socios y la reciente, digamos, entrada a la cuenca de Santos y del Pre-sal en Brasil.

Entonces, todo eso va como en esa línea importante, pues me extendí un poco, pero creo que es importante mencionar dónde estamos viendo las cosas.

Definitivamente un desarrollo de estos, en particular en el área de COL-5 es técnicamente complejo y requiere, pues de unas experticias particulares que no muchas compañías a nivel mundial tienen.



Segundo, Anadarko. Entonces, desde el punto de vista de Anadarko, pues precisamente está relacionado a lo que estaba mencionando hace un momento, socios nuestros en los descubrimientos de Kronos, de Gordon y de Purple Angel, socios nuestros en Estados Unidos también. Nosotros estamos de socios de Anadarko en el Golfo de México y tenemos, pues una relación muy buena.

Hemos seguido con atención, digamos, todo el proceso que se está dando ahora con la oferta de Chevron inicialmente, con la oferta de Occidental posteriormente y pues, como usted bien lo dice, en este momento estamos esperando que se den los tiempos y de alguna manera, pues, entiendo, tienen unos días todavía para aceptar la oferta. Entonces, pues, importante no especular.

Sin embargo, en cuanto a la relación de Occidental, nosotros como Ecopetrol tenemos una relación de larga data con Occidental. Occidental es una compañía que ha operado en el país, pensemos, desde los años ochenta en el siglo pasado con Caño Limón, particularmente. Es un operador reconocido, y pensemos que es un operador que no solo se circunscribe al área del Arauca, sino que tiene una actividad con nosotros también, muy fuerte en el área del Magdalena Medio, estoy hablando en particular de La Cira Infantas.

Pensemos, La Cira Infantas, donde empezó la industria. El año pasado celebramos los primeros 100 años de la industria y La Cira Infanta es un campo que llegó a su pico de producción por encima de 60,000 barriles hace ya varias décadas. Cuando hicimos la asociación, hace un poco más de 10 años, con Occidental estaba en 4 o 5,000 barriles, hoy el campo está en 50,000 barriles de producción o en línea de llegar a 50,000.

Entonces, hay muy buena relación con Occidental, trabajamos desde el punto de vista técnico y operativo de manera, pues de mucha sinergia, de mucho entendimiento. Tenemos equipos integrados y realmente pues es un socio con el que trabajamos muy bien, un socio que respetamos y sobre todo, es un socio que tiene, digamos, que un entendimiento bastante claro de Colombia y tiene estratégicamente la disposición de seguir haciendo inversiones importantes en el país. O sea, yo creo que es buena noticia para Ecopetrol, pero sobre todo para el país.

Yendo a la primera pregunta. Nosotros, pensemos, quiero hacer un titular aquí, si comparamos año a año, el precio del crudo cayó 5%. De un poco más de 67 a 63 dólares por barril y la utilidad creció 5%. O sea, el foco, la disciplina, a seguir protegiendo la caja y pues seguir generando valor. Obviamente pues hoy el precio está un poco más alto y yo creo que eso es positivo, nosotros tenemos un presupuesto a 65 dólares y tenemos, pues, un *breakeven* muchísimo más bajo.

En términos de esa generación de caja que efectivamente es muy positiva, ¿pues qué podemos hacer? Efectivamente pensar en pagos adicionales de deudas. Siempre estamos, pues, revisando las optimizaciones, inclusive, pues, Jaime mencionaba ahorita apalancamiento en diferentes compañías del grupo.



Hay cosas que siempre se pueden hacer. Uno podría pensar, por ejemplo, pues en esa caja nos toca poder pagar nuestras obligaciones, entre esas las inversiones, y uno podría pensar en subir el nivel de inversiones.

El primer trimestre fue un trimestre muy bueno desde el punto de vista de Capex, un incremento de caso el 60% versus el año anterior, pero es importante aquí no perder la disciplina, en el Capex tenemos que ser muy rigurosos, los proyectos tienen que pasar un proceso detallado y estricto de maduración para que cuando lleguemos al punto del FID, del *final investment decisión*, pues tengamos claridad.

Pero, pues le voy a pedir a Jaime que nos explique un poco más desde el punto de vista financiero qué otras cosas tenemos, por lo menos en el radar.

Jaime Caballero: Sí. Hola, Ricardo.

Un poco en la línea de Felipe, lo primero, pues, cuando vemos la posición de caja, arranquemos por la expectativa de precio, y pues, en el 1Q el precio promedio fue 63.8 dólares por barril, de hecho, eso está un poquito por debajo, pues, de nuestro precio de planeación. Entonces, un poco aquí el mensaje es: es muy temprano para cantar victoria. El acumulado a abril vamos en 65.8, lo cual es bueno, pero digamos, estamos justo en la expectativa de planeación.

Entonces, desde esa óptica, el color de la conversación que tenemos alrededor de uso de caja es de mucha prudencia, ¿sí? Es de mucha prudencia, digamos que nos estamos recuperando de un arranque modesto en cuanto a precios.

El otro ángulo es, por supuesto, cómo juegan los diferenciales en esta conversación, ¿sí? Si bien el precio *headline* de Brent, y me perdonan el anglicismo, está bien en este momento, pues, como hemos hablado un poco del tema de diferenciales, es volátil, ¿sí?, es volátil y tenemos que prever, tener espacio en ese sentido.

Habiendo dicho eso, ¿cómo miramos nosotros uso de caja? Pues hay cuatro utilizaciones, está asegurar el tema operativo, está el tema de Capex orgánico, como dijo Felipe, vamos muy bien en la ejecución y existe la posibilidad de que la ejecución de Capex orgánico aumente dado el progreso que tenemos en la maduración de proyectos.

Está el Capex inorgánico y ese espacio que nos está generando el ratio de deuda EBITDA nos permite contemplar oportunidades más ambiciosas, ¿sí?, que las que posiblemente contemplaríamos en el pasado.

Y por último, está el tema de deuda, y en el tema de deuda los prepagos siempre están sobre la mesa. Este año tenemos un pago, el pago que tenemos pendiente es por 390 millones de dólares. En este momento no vemos una lógica económica de hacer un prepagó, pero eso puede cambiar, eso es algo que constantemente estamos revisando conforme a las condiciones de mercado.



Entonces, eso es un poco como estamos viendo este tema, y como les digo, aquí el tema es prudencia y vamos avanzando trimestre por trimestre.

Ricardo Sandoval: Perfecto, muchas gracias.

Operadora: Les pedimos que por favor se limite a una pregunta.

En este momento tenemos a Andrés Cardona de Citigroup.

Andrés Cardona: Muy buenos días a todos.

Yo quisiera hacer una pregunta sobre la producción y un poco alejándonos del *guidance* entre 720 a 730,000 barriles. Yo quisiera entender un poco qué explica la caída en producción entre el 1Q y el 4Q, quisiera entender si hay algún tema de mantenimiento, si hay algún tema de productividad o aceleración en la declinación que esté llamando la atención de ustedes.

Y si puedo hacer una pregunta muy breve asociada a Akacías, ¿cuál es el cuello de botella que puede haber hoy día en torno a capacidad de facilidades y si ya se está trabajando en una expansión de las mismas? Muchas gracias.

Felipe Bayón: Quiubo, Andrés. Muchas gracias. Pues en términos de producción, pues es importante otra vez en términos del marco pensar en el *guidance* entre 720 y 730, y nosotros, pues hemos dicho que queremos estar en ese espacio entre el 720 y el 730, y pues el primer cuarto en ese sentido, pues es un buen cuarto.

Particularmente, si uno mira el último trimestre del año pasado y el primer trimestre de este año, creo que es importante recordar un par de cosas, uno: pues tenemos una declinación natural de los campos, los campos siempre están declinando y nosotros, pues tenemos que hacer, mediante inversiones y mediante algunas actividades de Opex una sustitución de esos barriles, y de alguna manera traer producción incremental, pues, en los campos y en las operaciones que nosotros tenemos.

Particularmente entre el último trimestre del año pasado y este primer trimestre, hubo un efecto puntual, y es un tema que se denomina como cláusula de precios altos en algunos contratos que explica la diferencia, prácticamente, del total y de la diferencia de casi 5,000 barriles. Y en la medida en que uno tiene precios más altos, uno tiene, digamos que un derecho a una propiedad adicional de esa producción, y eso pues es lo que explica la caída entre el año pasado, el último trimestre del año pasado y el primer trimestre.

Importante entonces resaltar que no es un tema operativo como tal, y también pensar que en el *guidance* que vamos para el año, pues hay que tener de alguna manera en el radar que durante el año hacemos mantenimientos que están programados, hay estaciones que tienen que salir algunas semanas para hacer mantenimientos mayores, hacer adecuaciones, entonces eso ya está de alguna manera incorporado entre, pues lo que estamos haciendo.

En el tema de Akacías, y pues voy a dar la respuesta, y le pido a Jorge Osorio, vicepresidente de desarrollo y producción que nos amplíe.



En este momento, pues, vemos un comportamiento bueno de Akacías, subimos de 4,000 barriles hace un año a 17,000 barriles y la producción sigue incrementando y hemos tenido, pues en promedio, 17, pero hemos tenido, digamos, niveles mucho más altos cercanos a los 20,000 barriles.

Pensemos, y este es el tema de contexto, y ya le doy la palabra a Jorge, que este fue un campo que durante la crisis estuvo cerrada, estuvo cerrada su producción y nosotros, pues, tuvimos que hacer gran trabajo con los socios, con Repsol, para poder encontrar maneras eficientes de producir el campo y yo creo que, en ese sentido, pues, lo que estamos viendo y la realidad del primer trimestre es bastante bastante buena. Siempre estamos analizando optimizaciones de oportunidades, pero le voy a pedir a Jorge que amplíe un poco más el tema de Akacías. Jorge.

Jorge Osorio: Sí, muchas gracias, Felipe. Efectivamente, la historia de Akacías es una historia muy buena, hemos logrado triplicar la producción comparada con el primer trimestre del año anterior, y alcanzamos en el primer trimestre del 2019, niveles de producción por encima de los 20,000 barriles, lo cual nos sitúa en un promedio para el trimestre de 17,000 barriles.

En términos de las facilidades para producción, a Akacías la estamos produciendo a través del campo Chichimene y a través del trabajo operativo que tenemos para estos campos, obtenemos la mayor producción posible.

Hacia adelante estamos mirando escenarios de crecimiento que nos van a permitir procesar esta producción adicional y en el momento contamos con un grupo técnico que se encuentra trabajando en conformar esos desarrollos para poderlos progresar de forma rentable.

Operadora: En este momento tenemos a Sebastián Gallego de Credicorp Capital.

Sebastián Gallego: Buenos días, gracias por la presentación.

De pronto un *follow up* sobre preguntas anteriores de la producción, sobre todo la última pregunta y es: ¿podría uno pensar igual que con los avances que se están haciendo en factor de recobros, se puede estar siendo conservador en el *guidance* de producción para este año?

Y la segunda pregunta está relacionada con México. Ustedes, pues ampliamente han comentado los países y el foco donde potencialmente pueden entrar a través de crecimiento inorgánico y la pregunta es: ¿cómo siguen viendo la evolución de los términos y las condiciones políticas en México para potencialmente entrar de forma agresiva en ese mercado? Gracias.

Felipe Bayón: Quiubo, Sebastián.

Si nos disculpas, ¿nos puedes repetir la primera pregunta? Tuvimos un tema aquí con el audio y no la escuchamos. Si nos haces el favor y la vuelves a hacer, por favor.



Sebastián Gallego: Sí, por supuesto.

No, comentaba básicamente sobre un *follow up* en producción, sobre todo, la pregunta anterior que, digamos, pareciera ser que Ecopetrol podría estar siendo conservador en el *guidance* de producción, y específicamente más allá de la cláusula de precios que acabaron de mencionar frente al cuarto trimestre, me llama la atención que igualmente están teniendo avances bastante interesantes en factor de recobro y otros procesos como el de Akacías.

Entonces, la pregunta puntual es si no creen que ese *guidance* de producción es conservador, igualmente considerando lo cláusulas de precios.

Felipe Bayón: Sí, pues, bueno, primero gracias por repetir la pregunta.

Nosotros creemos que el *guidance* es un *guidance* apropiado. Nuevamente, 720 a 730, consideramos que es un rango con el cual vemos, primero: que el plan del año, pero sobre todo en el contexto del plan de negocios 2019 - 2021, pues es un plan sólido y que permite hacer un incremento de producción de un año al año siguiente. Entonces, yo creo que no, y pues, quería repetir un poco que durante el año vamos a tener también procesos de mantenimiento que están planeados, y en algún momento pues nos tocará sacar algunas instalaciones de línea, y eso, pues, lo hemos factorizado o lo hemos incluido en el *guidance*. Entonces, yo creo que es importante en ese sentido, pues pensar que el 720 a 730 es un buen *guidance*.

Quiero resaltar efectivamente que hemos tenido mucho avance en varias cosas, uno: en toda la implementación de las técnicas de recobro de EOR, *enhanced oil recovery* o recobro mejorado, que han permitido que mediante la utilización de agua, de agua mejorada, pues de polímeros, de vapor, podamos ampliar el factor de recobro, incrementar el factor de recobro en varios de nuestros campos, y si nos devolvemos unos años, estratégicamente durante la crisis tomamos la decisión de no abandonar las inversiones en los pilotos de recobro, y pues creo que hoy estamos viendo que fue una decisión acertada y nos está, de alguna manera, apalancando y soportando lo que estamos viendo.

Entonces, creo que eso es importante y yo creo que el *guidance* es el *guidance* apropiado.

En términos de México, pues nosotros tenemos dos licencias: el Bloque 6, el Bloque 8, estamos con Petronas y con Pemex, y yo creo que nosotros, primero, vemos que como Colombia y como Ecopetrol tenemos una relación de muchos años y muy sólida con México y con Pemex, y tenemos muchas áreas en particular en donde hacemos unos intercambios técnicos frecuentes de experticia. Todo el tema, por ejemplo, de recobro mejorado, de lo que hablábamos ahorita, de la producción de campos con crudos pesados, todo el tema de utilización de agua y de pues, mantenimiento de presión en yacimientos, es algo que estamos haciendo con los colegas de Pemex y que seguiremos haciendo. Y yo creo que nosotros, pues estamos haciendo el trabajo técnico para poder definir los siguientes pasos desde el punto de vista exploratorio en ambos bloques con los dos socios.

Entonces, en ese sentido, pues nos sentimos tranquilos, nos sentimos cómodos. México es un país bien importante y bien interesante desde el punto de vista del potencial. Obviamente,



pues estamos siguiendo un poco la realidad del día a día, pero nosotros pues tenemos este compromiso y la convicción de largo plazo. Entonces, yo creo que estamos cómodos, sin embargo, pues es válido también decir que no tenemos una sobreexposición a México.

En los próximos tres años, en el marco del Plan 1921, las inversiones estimadas en México pueden estar alrededor de unos 90 millones de dólares, son cosas absolutamente manejables para terminar todo este trabajo técnico de exploración.

Entonces, finalmente nos sentimos cómodos y creemos que el nivel de exposición es un nivel adecuado.

Sebastián Gallego: Perfecto, muchas gracias.

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

Miguel Ospina: Hola, muy buenos días. Quisiera entender o que me explicaran un poco más la entrada en regulación del menor contenido de azufre en los combustibles a partir del 2020, ¿eso cómo les va a afectar el negocio de refinerías? Muchas gracias.

Felipe Bayón: Pues efectivamente, Miguel, gracias por la pregunta, voy a tomarla y le voy a pedir a Pedro Manrique que nos amplíe un poco más cómo lo estamos viendo, y esto hace referencia, pues a MARPOL y a la necesidad que los combustibles que se utilizan en los barcos para el transporte marítimo como combustible de esos barcos vea una reducción en el contenido de azufre.

¿Qué hemos hecho?

Entonces, nosotros desde el punto de vista del grupo hemos hecho una revisión integral de cómo nos podría impactar algo como MARPOL, y en particular si uno mira el tema de la refinación, pues nosotros tenemos en Cartagena una refinería que está superbién posicionada geográficamente y desde el punto de vista de su conversión para tomar de alguna manera, ventaja de esta nueva condición, y estamos revisando en Barranca, pues también qué otras cosas tenemos que hacer, sin embargo, pues, comentarles que ya hemos adelantado un programa agresivo, parte de lo que hicimos con HDT en el primer trimestre fue hacer un cambio total de catalizador que nos permite reducir el contenido de azufre en los combustibles que estamos produciendo. Entonces estamos como en esa línea.

Sin embargo, pues también en este análisis integral de MARPOL tenemos que mirar qué sucede con los crudos pesados y una eventual, digamos, incremento en algunos descuentos que pudiéramos ver en los crudos pesados, y pues nosotros tenemos una producción grande de crudos pesados.

Entonces, todo este análisis lo estamos haciendo de manera integral y tenemos un equipo dedicado y le voy a pedir a Jaime Caballero que nos conteste un poco más desde el punto de vista de posibles impactos y cómo lo estamos viendo.

Jaime Caballero: Hola, hola, Miguel.



Sí, la entrada en vigencia de la regulación de MARPOL. Ese, como decía Felipe, es un tema que hemos venido trabajando ya hace un tiempo, probablemente llevamos unos 18 meses en este plan de trabajo. Tiene aspectos operativos, tiene aspectos comerciales y tiene aspectos financieros.

Cuando miramos el tema de refinación, esencialmente para el grupo esto tiene unas amenazas, diría yo, y tiene varias oportunidades. La principal amenaza es alrededor de la producción de *fuel oil*.

Lo que se espera, y el consenso general de mercado, es que los precios de *fuel oil*, el diferencial de *fuel oil* se va a deteriorar en el periodo de MARPOL, va a ser un producto menos apetecido en el mercado y, en consecuencia, lo que nosotros hemos venido trabajando desde hace un tiempo es cómo reducimos nuestra exposición *acid oil* lo máximo posible durante el período de mayor riesgo que es el 2020, que es cuando entra la regulación en juego.

En esa medida, se ha venido trabajando en Barranca en una estrategia de reducción del *fuel oil*, y pues si es necesario, Tomás puede entrar un poquito más en detalle alrededor de eso, pero ese es el tema principal en términos de amenaza.

Ahora, habiendo dicho eso, el comportamiento que ha habido en el *fuel oil* en los últimos, en el último semestre, de hecho, ha sido, a pesar de que no es tan positivo, ha sido mejor que el que todo el mundo esperaba. Entonces, todo esto es bastante relativo.

Tenemos la oportunidad, la oportunidad grande es alrededor de los diferenciales de destilados, y esencialmente estamos hablando del diesel, asociado a la entrada en revelación de MARPOL se esperan unos mayores diferenciales de diesel, y en ese sentido hemos venido trabajando también, pues para lograr la mayor exposición posible en ese sentido de la Refinería de Cartagena a los niveles de producción en el que está hoy no podría estar mejor posicionada, y esto significa un *upside* para Reficar.

Entonces, eso es un poco como lo vemos, en refinación.

Sobre el tema de crudos, como mencionaba Felipe, pues un poco la ventaja que tenemos como grupo integrado es que el eventual impacto que podamos tener en algunos de los crudos, y aquí un poquito para explicar lo que podría suceder, es que los crudos muy pesados podrían aumentar su diferencial frente al Brent. Nosotros tenemos muchas opciones en términos de *blending*, tenemos opciones en términos de mezclas, tenemos opciones en términos de usos distintos a través del *midstream* que nos permiten reducir un poco esa exposición.

Los que hemos visto a medida que nos acercamos a la fecha de entrada en vigencia, es que mucho de los efectos que se veían son mucho más moderados que lo que se estaba anticipando, y también aquí hay otros factores que van a ser determinantes, por ejemplo, el tema de Venezuela, absolutamente determinante en lo que suceda por el lado de los crudos.



Entonces, todo esto para decir un poco que, yo diría en mensajes principales, este es un *upside* importante para Reficar, y en balance es un *upside* para refinación y estamos monitoreando cómo esto podría impactar en el *upstream* y tenemos un plan de trabajo en acción.

Miguel Ospina: Muchas gracias.

Operadora: En este momento tenemos a Bruno Montanari de Morgan Stanley.

Bruno Montanari: Gracias por la oportunidad.

Tengo solo una pregunta rápida, me gustaría saber si hubo algún impacto de la implementación del IFRS-16 en el EBITDA del Q, relacionado con las operaciones de leasing. Gracias.

Jaime Caballero: Sí, hola, hola, Bruno.

Sí, tuvimos un impacto en balance, pero en PyG no tuvimos nada material, y el impacto ese en balance tampoco fue particularmente material. Si quieres dame unos minutos y les confirmo las cifras más adelante en la llamada.

Bruno Montanari: Perfecto, gracias.

Jaime Caballero: De nada, con mucho gusto.

Operadora: Tenemos a Rodrigo Torres de Valora Analytic.

Rodrigo Torres: Muchas gracias por la presentación.

Hay un tema que se mencionó hace un momento y era la reducción del número de atentados contra la infraestructura petrolera este año, pero me ha llamado la atención que la mayoría de los reportes, cuando por ejemplo se registra un atentado contra Caño Limón, se dice que el oleoducto no ha estado operando, en la mayoría de los casos.

Entonces, quiero saber cuál es el futuro de este oleoducto en cuanto esa operación, porque casi siempre está detenido o está en atentados, entonces, ¿qué futuro se le va a dar a esa infraestructura, cómo lo van a manejar y cómo están sacando el crudo que debería transportarse por ese oleoducto. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Rodrigo, gracias.

Pues varias cosas, uno, y yo creo que es el punto más importante, es el compromiso y la intención de Ecopetrol de mantener ese sistema de transporte, el Caño Limón - Coveñas, operativo y los esfuerzos y el trabajo que se hace con la fuerza pública, con la Policía, con el Ejército, pues es absolutamente fundamental.

Segundo punto: el oleoducto sí ha estado operando y ha operado, digamos, varios días durante el trimestre.



En términos de atentados, tercer punto, pues este trimestre a final de marzo tuvimos 20 atentados contra 41 del año pasado, o sea, sí hay una reducción importante y prácticamente la mitad.

Entonces, hay, digamos, toda una estrategia desde el punto de vista de trabajo con las autoridades para prevenir los atentados, y si ocurren, pues de alguna manera tener una reacción, y digamos, todos los planes de contingencia y manejo de emergencia, poder manejarlos y desplegarlos de manera muy rápida.

Desde el punto de vista de la producción, porque pues el sistema es fundamental para sacar la producción de los campos de Arauca, principalmente, en Caño Limón y los campos que quedan alrededor de Caño Limón, hemos tenido ya desde hace un par de años la posibilidad de tener flexibilidad operativa haciendo reversión del Oleoducto Bicentenario, que en términos coloquiales es como poner el oleoducto funcionar en reversa, en el otro sentido, y un oleoducto que debería estar fluyendo de sur a norte fluye de norte a sur y conecta, pues, con los sistemas existentes en el centro del país.

Entonces, importante que, desde el punto de vista de producción diferida, esa producción que no veríamos este año, no hemos tenido impacto y yo creo que la manera de pensarlo es la producción diferida editada, que pues no nos ha impactado precisamente porque tenemos esta flexibilidad operativa.

Nuevamente, pues reitero, la intención del compromiso de Ecopetrol es mantener el tubo en operación.

Y quiero, por último, destacar lo siguiente: nosotros, pues, de hecho, condenamos y rechazamos los atentados de manera vehemente y decir que los más impactados con estos atentados, pues son las comunidades que viven cerca del tubo, que de alguna manera tienen sus cultivos, tienen sus viviendas, tienen sus fuentes de agua y el medio ambiente, y definitivamente pues eso es algo que nosotros rechazamos y condenamos también y no debería de estar sucediendo.

Desde el punto de vista operativo, pues creo que hemos podido sortear con lo que yo les explicaba hace un momento, pues los potenciales impactos y en ese sentido, pues no vemos impacto desde el punto de vista de producción o impacto operativo.

Rodrigo Torres: Gracias. ¿Me podrían recordar una frase, perdón, una cifra que dieron hace un momento sobre cuánto no se va a poder descontar de los beneficios de ley de financiamiento? Me pareció escuchar 100 millardos, pero quiero estar seguro de la cifra.

Felipe Bayón: Sí, Jaime mencionaba más o menos de 100 a 200 millardos, esa era la cifra.

Rodrigo Torres: Okay. Vale, muchas gracias.

Felipe Bayón: Gracias.



Operadora: No hay más preguntas en este momento.

Señor Felipe Bayón, ¿algún comentario final?

Jaime Caballero: Sí, aprovecho y les confirmo sobre la pregunta de Bruno en relación a la opción de IFRS-16 [ininteligible – 1:19:10] básicamente un activo por derecho de uso [ininteligible – 1:19:20] leasing financiero [ininteligible – 1:19:22] obviamente hacia adelante [ininteligible – 1:19:33] contrato de arrendamiento operativo, pues habrá otro manejo contable del tema.

Felipe Bayón: Gracias, Jaime.

Bueno, yo quiero aprovechar nuevamente para darles las gracias a todos ustedes por el seguimiento que hacen de la compañía de manera permanente, por sus análisis y sus comentarios que nos sirven muchísimo para entender, pues ustedes cómo están viendo la compañía, cuáles son esas áreas donde tenemos que hacer un esfuerzo adicional, cuáles son las áreas de foco o de preocupación, y en ese sentido, pues hacerles un reconocimiento y un agradecimiento.

El primer trimestre fue un trimestre bueno para la compañía, bueno para el grupo Ecopetrol. Nosotros hemos demostrado resiliencia, hemos demostrado que estamos en la senda, no solo de lo que comunicamos al mercado para este año, sino de lo que nos trazamos dentro de la estrategia para el plan de negocios 2019 - 2021.

Y pues nuevamente agradecerles la participación en la llamada, sus preguntas y reiterar el compromiso de la compañía para uno: pues darles la información de manera oportuna para que puedan hacer sus análisis, para atenderlos, bien sea en las llamadas o de manera individual cuando ustedes lo requieran, y el compromiso, pues, de seguir operando de manera segura, de manera ética, de manera eficiente, con el objetivo, pues de generar valor para todos los accionistas y beneficios para las áreas y las comunidades donde estamos operando.

Muchas gracias y que tengan un muy buen día.

Operadora: Gracias, damas y caballeros. Con esto concluye nuestra conferencia.

Gracias por participar, pueden desconectarse.