



LLAMADA DE RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS GRUPO ECOPETROL 2T 2020 Y ACTUALIZACIÓN DEL PLAN 20-22

Hilda: Buenos días. Mi nombre es Hilda, y seré la operadora de la conferencia de hoy. Damos la bienvenida a todos los participantes al Segundo Día de Inversionista de Grupo Ecopetrol, en el que se presentarán los resultados financieros y operativos del segundo trimestre del año 2020 y la actualización del Plan de Negocios 2020 al 2022. En este momento, todos los participantes se encuentran en silencio. Al final de la presentación, se llevará a cabo una sesión de preguntas y respuestas.

Antes de comenzar, es importante mencionar que los comentarios de la alta gerencia de Ecopetrol incluyen 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 de los resultados futuros sean diferentes a las proyecciones mencionadas durante esta llamada.

Esta llamada será liderada por el señor Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol. Adicionalmente, participan: Alberto Consuegra, vicepresidente ejecutivo operativo, y Jaime Caballero, vicepresidente corporativo de finanzas. Gracias por su atención. Señor Bayón, puede comenzar.

Felipe Bayón: Muy buenos días a todos, y muchísimas gracias por acompañarnos en el segundo Día del Inversionista Ecopetrol del año 2020 en el que presentaremos los resultados operacionales y financieros del segundo trimestres del año y la actualización del Plan de Negocios 2020-2022.

De parte del Grupo Ecopetrol, deseamos que ustedes y sus familias se encuentren bien durante esta difícil situación. Reiteramos nuestro agradecimiento por su participación en esta conferencia de resultados y su permanente acompañamiento en los demás eventos organizados por la Compañía, aún bajo las circunstancias actuales.

En primer lugar, quisiera resaltar que, ante los retos originados por la pandemia, nuestra prioridad continúa siendo el compromiso con la vida y el cuidado de nuestros colaboradores. Es así como a la fecha, alrededor del 80% de los colaboradores seguimos trabajando de manera remota gracias a las iniciativas digitales implementadas. Para salvaguardar el bienestar de nuestros empleados y sus familias como compañía, hemos decidido mantener la modalidad de trabajo remoto en lo que resta de este año 2020, para aquellos trabajadores cuyas labores así lo permitan. Para el 2021, evaluaremos un retorno gradual y seguro de los trabajadores administrativos a la modalidad presencial.

Desde el mes de marzo, como parte de los planes de contingencia, tuvimos que ajustar nuestras operaciones, pasando de tener aproximadamente 300 frentes de trabajo de perforación y proyectos en Colombia en el primer trimestre del año a 50 frentes de trabajo en el mes de abril. Para el cierre de junio, gracias al incremento paulatino de las actividades, tenemos cerca de 200 frentes de trabajo. En la medida que el entorno sea favorable y seguro, seguiremos incrementando nuestros niveles de actividad.

Como parte del compromiso del Grupo Ecopetrol con el país, hemos ya comprometido aportes por cerca de 88,000 millones de pesos a través de nuestro programa de inversión social Apoyo País para



la Emergencia COVID-19, enfocado en la entrega de kits alimentarios, elementos de bioseguridad, equipos médicos, fortalecimiento del sistema de salud, apoyo a iniciativas tecnológicas y aportes solidarios para las familias más vulnerables en 21 departamentos donde operamos. Esto también ha sido posible gracias a nuestras alianzas estratégicas con diferentes actores.

Pasemos ahora a la siguiente diapositiva para ver algunos aspectos del entorno de mercado.

En línea con las expectativas que anunciamos en nuestra anterior conferencia de resultados, el segundo trimestre ha sido, hasta el momento, el periodo más crítico de la actual crisis con una caída del Brent del 38% frente al cierre del 2019, donde el punto más bajo fue abril, cuando los precios alcanzaron a caer un 71%.

La demanda local por nuestros principales productos como la gasolina, el diésel y el jet presentó una fuerte disminución en los meses de abril y mayo. A partir de junio, hemos evidenciado una paulatina recuperación asociada al levantamiento gradual de las medidas de aislamiento social. La canasta de venta de crudos presentó un significativo debilitamiento en el semestre, llegando a 29.8 dólares por barril frente a los 59.8 dólares por barril registrados en el mismo periodo del año 2019.

A pesar de la contracción de la demanda sin precedentes, la estrategia comercial implementada por el Grupo permitió posicionar con éxito nuestros crudos en el mercado, habilitando así la totalidad de la producción rentable disponible.

Vamos por favor a la siguiente diapositiva para ver un resumen de los resultados al cierre del segundo trimestre.

Aún con la paulatina mejora de los precios y la demanda local registrada desde mediados de mayo, nuestros resultados operativos y financieros estuvieron fuertemente impactados en línea con el comportamiento de la economía global y de la industria. En el segundo trimestre, la producción del Grupo Ecopetrol fue de 677,000 barriles de petróleo equivalente por día, ubicándose en la parte alta del rango anunciado en el primer trimestre de este año. La menor producción combinada con el efecto negativo de los precios de petróleo resultó en una disminución de ingresos del 54% frente al mismo trimestre del año 2019. A pesar de estas condiciones entorno sin precedentes, el Grupo Ecopetrol generó un EBITDA de 2 billones de pesos y una utilidad neta de 25,000 millones de pesos durante el trimestre.

Paso ahora la palabra a Alberto Consuegra, quien profundizará sobre los principales hitos operativos durante el semestre.

Alberto Consuegra: Gracias, Felipe.

En el frente exploratorio, finalizamos la perforación de siete pozos en el semestre, donde resaltamos el completamiento del pozo Gato do Mato 4, declarado exitoso. Hocol anunció el descubrimiento de gas en el pozo Merecumbé 1 en julio, en el departamento del Atlántico. Igualmente, quiero destacar que el 12 de junio, el Ministerio de Minas de Brasil y la ANP oficializaron la entrada de Ecopetrol con el 30% de participación en el descubrimiento Gato do Mato.

En producción, a pesar de la volatilidad en el precio del crudo, los impactos de la pandemia y los eventos de orden público, alcanzamos como Grupo Ecopetrol 706 mil barriles de petróleo



equivalentes por día durante el primer semestre. Tuvimos impactos en las campañas de perforación que nos llevaron a completar 148 pozos en el semestre frente a los 311 perforados y completados en el mismo periodo del año anterior.

Los hitos claves fueron: El cierre de la adquisición por parte de Hocol del 43% de los activos de gas en la Guajira, la entrada en producción de 18 pozos en el Permian durante el mes de mayo, así como la reactivación en junio de 11 mil barriles de petróleo equivalentes día que habían sido cerrados por criterios de sostenibilidad en campos de Colombia. Nuestra producción actual es rentable a menos de 30 dólares por barril.

El negocio de gas sigue siendo un pilar estratégico en la transición energética y en la producción del Grupo Ecopetrol. En el trimestre, se ofrecieron alivios a los usuarios finales por 168 mil millones de pesos, y reaccionamos rápidamente a la menor demanda y a las necesidades energéticas del país para así atender el sector térmico.

Por su parte, el transporte de crudos y refinados presentó una reducción en volúmenes que refleja el impacto de una menor producción país. Las empresas del segmento de transporte ofrecieron alivios comerciales tales como descuentos y financiación de la tarifa de transporte hasta por seis meses, y, en algunos casos puntuales, se flexibilizaron los requerimientos volumétricos de los contratos *ship or pay*.

El desempeño del segmento de refinación estuvo impactado por la contracción de la demanda local e internacional en sus principales productos, con lo cual las refinerías han venido ajustando sus esquemas operativos a través de la implementación de medidas como, ajustes en las cargas de las unidades y reprogramaciones de mantenimientos, garantizando la integridad y confiabilidad de las operaciones.

Nuestras refinerías tuvieron una carga conjunta de 255 mil barriles/día en el trimestre y 300 mil barriles/día en el semestre, donde se destaca la tendencia creciente desde los mínimos operativos experimentados en abril. El margen bruto de refinación conjunto se debilitó, llegando a 6 dólares por barril en el trimestre; sin embargo, se evidencia una paulatina recuperación de la demanda y de los márgenes desde mediados de mayo.

En nuestra área petroquímica, Essentia continúa presentando un excelente desempeño financiero y operativo. Asimismo, en alianza con compañías del grupo y de la industria de plásticos en Colombia, ha liderado iniciativas para proveer elementos de protección durante la pandemia.

Todo lo anterior fue posible gracias a una proactiva gestión comercial que apalancó volúmenes de producción por encima del mínimo vital operativo de nuestras refinerías, mediante acuerdos con nuevos clientes, anticipación de ventas de crudos y excedentes de productos en mercados internacionales.

Pasemos por favor a la siguiente lámina para hablar sobre los avances en eficiencias.

Hemos reaccionado de manera oportuna en la reducción de costos y gastos ante el nuevo entorno, mediante la materialización de ahorros significativos y el desplazamiento de la actividad, cuyos resultados se vieron reflejados durante el segundo trimestre, siendo mayo y junio los meses que presentaron mayores eficiencias.

El costo de levantamiento se ubicó en 7.1 dólares por barril en el semestre, donde se destacan las optimizaciones en infraestructura, renegociación de tarifas, la matriz energética e impactos por la tasa de cambio. El costo del barril transportado, para el primer semestre, se ubicó en 3 dólares, ligeramente inferior al del mismo semestre del año anterior, principalmente por optimización de contratos, priorización de actividades y efecto tasa de cambio.

La tarifa promedio de portafolio de compra de energía no regulada, relevante dentro de la optimización de costos, fue 29% menor al precio del mercado debido a la incorporación de contratos bilaterales y la optimización de la autogeneración durante el primer semestre del año.

Ahora, paso la palabra a Jaime Caballero, quien les hablará de los principales resultados financieros del Grupo Ecopetrol.

Jaime Caballero: Gracias, Alberto. El margen EBITDA fue de 31% durante el primer semestre del año debido principalmente a la coyuntura de precios y los efectos de la caída de la demanda. El EBITDA por barril fue de 15.3 dólares, afectado por el menor volumen de ventas, y parcialmente compensado por menores precios y volúmenes de compra. Se destaca que, a pesar de las condiciones coyunturales, la producción se redujo solamente en un 3% en comparación al primer semestre de 2019.

El indicador de breakeven de caja se redujo a 19.9 dólares por barril, tomando en cuenta el financiamiento incremental contratado en el primer semestre que llevó el indicador deuda bruta EBITDA a 2.4 veces.

Los niveles de inversión se mantienen similares a los ejecutados en el primer semestre del 2019. El 68% de la inversión se ha destinado a proyectos de crecimiento en exploración y producción.

La utilidad neta del primer semestre del 2020 disminuyó frente a la obtenida en el primer semestre del año anterior, debido principalmente a: Primero, un impacto negativo de 5.95 billones por el efecto de menores precios realizados, y, segundo, una variación negativa de 3 billones, principalmente por la fluctuación de inventarios y mayores gastos operacionales, compensados parcialmente por menores costos asociados a las medidas de austeridad y desplazamiento de actividades por menor nivel de operación.

Los gastos financieros aumentaron 490 mil millones debido al incremento del nivel de deuda y la devaluación del peso.

Por último, las provisiones de impuestos de 2020 han sido inferiores a las de 2019 en 3.1 billones, antes de eventos no recurrentes. La utilidad antes de efectos no recurrentes e impairments ascendió a 80 mil millones.

Los eventos no recurrentes del semestre representaron un efecto positivo de un billón de pesos en la utilidad, siendo relevante el ingreso por combinación de negocios asociado a la adquisición de los activos de gas offshore en la Guajira, compensados por el plan de retiro voluntario, acogido en su fase inicial por 122 trabajadores, y los recursos donados a apoyar a las comunidades durante la pandemia. Tras el *impairment* de activos de largo plazo reconocido en el primer trimestre, la utilidad del semestre alcanzó 158 mil millones.



Paso ahora la palabra a Felipe Bayón, quien presentará la actualización del Plan de Negocios.

Felipe Bayón: Jaime, muchas gracias. De forma oportuna, y en tiempo récord, reformulamos el Plan de Negocio anunciado en febrero de este año, buscando responder al nuevo entorno de mercado y a la emergencia sanitaria generada por el COVID-19. Hemos fortalecido los pilares de estricta disciplina de capital, protección de la caja y eficiencia en costos a través de nuevas premisas para la evaluación de las oportunidades en el portafolio, enfoque en los proyectos más rentables, optimizaciones de costos y gastos de forma transversal en toda la Compañía y un manejo disciplinado de la deuda.

Mantenemos las apuestas estratégicas que protegen la producción y las reservas como lo son: La actividad exploratoria, la mayor producción de campos existentes, el desarrollo de los proyectos piloto de investigación integral de yacimientos no convencionales en Colombia e inversiones internacionales en áreas estratégicas para el grupo.

Ratificamos nuestro compromiso en avanzar en la transición energética, particularmente, en el crecimiento del negocio de gas, la mayor participación de energías renovables en nuestra matriz energética y el apoyo a habilitadores críticos como lo son la inversión socioambiental y la tecnología.

Pasemos ahora por favor a la siguiente diapositiva para profundizar en cada uno de los segmentos.

El segmento de exploración y producción continuará siendo el pilar de la sostenibilidad de la Compañía. En materia exploratoria, prevemos la perforación de más de 30 pozos exploratorios en las cuencas de mayor materialidad, principalmente en Colombia. Asimismo, continuaremos con la evaluación y desarrollo de los descubrimientos gasíferos costa afuera realizados en el Caribe colombiano con inversiones cercanas a los 180 millones de dólares entre el año 2020 y el año 2022.

En producción, continuamos apalancándonos en campos existentes a través de proyectos de recobro primario y secundario. Adicionalmente, seguiremos enfocados en la concepción de un portafolio de recursos que se traduzcan en mantenimiento de reservas, priorizando nuestra posición en activos estratégicos. El 78% de la inversión estará dirigida a Colombia y el 22% restante, al posicionamiento y desarrollo de nuestras operaciones internacionales, principalmente en Brasil y en los Estados Unidos.

Pasemos ahora por favor a la siguiente diapositiva.

Es una prioridad seguir apalancando el crecimiento futuro de reservas del Grupo Ecopetrol, por ello, hemos mantenido nuestras inversiones para la construcción de un portafolio estratégico que genere un aporte material en producción y reservas.

Dentro de los principales proyectos, resaltamos el desarrollo del tren gasífero del Piedemonte y las actividades de perforación en los campos Rubiales y Caño Sureste en Colombia y el desarrollo del descubrimiento Gato do Mato en Brasil y del Permian en los Estados Unidos.

El programa de recobro mejorado continúa siendo una fuente fundamental para la incorporación de reservas y de producción. Destacamos los proyectos de inyección de agua en los campos del Magdalena Medio y la Orinoquía.



Pasemos ahora por favor a la siguiente diapositiva.

En gas, mantenemos la inversión inicialmente anunciada por 780 millones de dólares, con potencial de crecimiento hasta 870 millones de dólares. Ello permitirá fomentar el crecimiento vía nueva demanda, participación en nuevos segmentos e integración con la cadena energética.

Apalancados en la competitividad de nuestros precios, buscamos maximizar nuestra eficiencia y diversificar y acelerar el *time to market* del portafolio de oferta de gas y GLP. Nuestros esfuerzos se enfocarán en el desarrollo de los descubrimientos gasíferos costa afuera realizados en el Caribe colombiano, el desarrollo del tren gasífero del Piedemonte y el de otras fuentes de gas onshore o en el territorio continental, principalmente en el Valle Medio del Magdalena y en la Cuenca Sinú-San Jacinto.

Pasemos ahora por favor a la siguiente diapositiva.

Continuamos con la maduración de las iniciativas asociadas a activos de ciclo corto. Para el desarrollo de los proyectos piloto de investigación integral de yacimientos no convencionales, el Ministerio de Minas y Energía publicó el pasado 7 de julio la regulación técnica, y, en los próximos meses, esperamos emita la regulación ambiental, civil y contractual para completar el marco regulatorio que nos permitirá avanzar en las actividades de planeación.

Invertiremos cerca de 127 millones de dólares y avanzaremos en la definición del acuerdo preliminar ya anunciado con ExxonMobil para trabajar conjuntamente en dichos pilotos en el Valle del Magdalena Medio.

Con relación a nuestra actividad en el Permian, en los Estados Unidos, en respuesta a la recuperación de los precios, junto con nuestro socio Oxy, hemos decidido aumentar las operaciones durante el segundo semestre del año 2020 con la perforación de 22 pozos nuevos que se suman a los 22 pozos que ya teníamos en producción, y estos 22 pozos nuevos se completarán y comenzarán a estar en producción en el primer trimestre del año 2021.

Estimamos que la producción neta para el Grupo Ecopetrol desde el Permian se ubique en unos 5,500 barriles de producción equivalente diarios en promedio para el año 2020. Esto por encima del *guidance* de 4 mil a 5 mil barriles diarios de producción equivalente que habíamos anunciado anteriormente.

Pasemos ahora por favor a la siguiente diapositiva.

En transporte, nuestros esfuerzos estarán orientados en el aseguramiento de la integridad y confiabilidad de la infraestructura, garantizando al mismo tiempo la flexibilidad y eficiencia logística para la evacuación de crudos pesados. Para lograrlo, invertiremos entre 780 y 830 millones de dólares en mantenimiento, geotécnica, integridad de tanques y almacenamiento operativo de refinados. Estimamos que los volúmenes transportados se mantendrán estables durante estos tres años entre un millón y 1,025 mil barriles diarios, en línea con las expectativas de producción de hidrocarburos del país.

Pasemos por favor ahora a la siguiente diapositiva.



En refinación, destinaremos entre 1,200 y 1,300 millones de dólares enfocados principalmente en asegurar la confiabilidad y sostenibilidad de la operación, generando mayor valor para el segmento. La carga consolidada de las refinerías se ubicará entre 300 y 380 mil barriles diarios.

En cuanto a oportunidades de crecimiento, mantuvimos el monto de inversión en el proyecto de interconexión de la unidad de crudo original de la refinería de Cartagena con la nueva refinería, difiriendo su entrada en operación al año 2022 por efecto de los protocolos de operación implementados a raíz de la pandemia. Continuaremos con nuestro compromiso de entregar combustibles cada vez más limpios al país mediante un plan que permita mantener la calidad del diésel con un contenido azufre entre 10 y 15 partes por millón y un máximo de 50 partes por millón para la gasolina en el año 2021.

Pasemos por favor a la siguiente diapositiva para conocer más detalle del Plan de Inversión.

Las inversiones orgánicas estarán entre 11 mil y 13 mil millones de dólares, de los cuales invertiremos este año, en el 2020, entre 3,000 y 3,400 millones de dólares, orientados principalmente al segmento de exploración y producción. El 80% de estas inversiones seguirán destinadas a proyectos en Colombia y el 20% restante, a inversiones en los Estados Unidos y en Brasil, principalmente.

Pasemos por favor a la siguiente diapositiva para hablar de la situación de caja.

Nos concentraremos en generar ingresos operacionales crecientes, totalizando más de 11,000 millones de dólares al 2022. A ello se sumarán cerca de 4,500 millones en deuda incremental, dentro de los cuales se encuentra la financiación exitosa que ya logramos en este año 2020.

Por su parte, el indicador de deuda bruta sobre EBITDA para el año 2020 estará cercano a los 3.5 veces, y tendrá una tendencia decreciente, llegando a niveles por debajo de 2.5 veces en el año 2022.

Pasemos por favor a la siguiente diapositiva.

Durante el 2020, hemos capturado más de 3.5 billones de pesos en ahorros gracias a la captura de sinergias entre los segmentos, medidas de austeridad y eficiencias en cada una de nuestras actividades. Durante los próximos tres años, buscaremos conseguir ahorros adicionales entre 2 y medio y 3 billones de pesos que hemos planeado al 2022.

Nuestro principal reto será en el costo unitario, donde nuestro foco será la estabilidad, o, incluso, la reducción del mismo. Para ello, planteamos estrategias agresivas para maximizar el valor de nuestros activos existentes, asegurando que las operaciones sean seguras y confiables.

Pasemos por favor a la siguiente diapositiva para discutir nuestras metas de TESG.

Con relación a nuestro compromiso con los pilares de tecnología, medio ambiente, social y gobernanza, TESG por sus siglas en inglés, continuaremos trabajando en cuatro frentes principalmente.



En el frente ambiental, nuestra principal meta será lograr una reducción del 20% de emisiones en gases de efecto invernadero al año 2030, apalancados en la captura de CO₂, el aumento a la eficiencia energética y el incremento en nuestra capacidad de generación con energías renovables. Asimismo, nos enfocaremos en continuar reduciendo las quemaduras rutinarias de gas en la operación y las emisiones fugitivas y los venteos.

En el eje social, destinaremos cerca de 1.7 billones de pesos al año 2024 en inversión socioambiental destinados a cerrar brechas sociales e impulsar el desarrollo económico y el bienestar de las comunidades donde operamos con proyectos estratégicos en infraestructura, servicios públicos, educación, deporte y salud, desarrollo rural, emprendimiento y desarrollo empresarial.

En gobernanza, continuaremos comprometidos con mejorar nuestros estándares de información al mercado a través de la priorización de temas relevantes de la compañía como lo son el reingreso de Ecopetrol al índice de sostenibilidad del Dow Jones y el cumplimiento de los requisitos definidos por el Carbon Disclosure Project, CDP.

Para acelerar la transformación digital, se destinarán cerca de 158 millones de dólares en este periodo, y esperamos capturar beneficios asociados principalmente en la implementación de tecnologías de inteligencia artificial, blockchain y bots, entre otros.

Pasemos por favor a la siguiente diapositiva para ver las metas del Plan.

Adicional a los indicadores que hemos mencionado a lo largo de la presentación, quisiera destacar en el frente financiero el breakeven de caja por debajo de 30 dólares por barril en el año 2020 e inferior a 40 dólares por barril en el año 2022.

Las metas de reposición de reservas continúan en definición, y estarán sujetas principalmente a la evolución de la ejecución del Plan y a las condiciones de mercado.

Por otra parte, en línea con nuestro compromiso de mantener una operación baja de emisiones de carbono, estimamos reducir entre 1.8 y 2 millones de toneladas de CO₂ al año 2022, de acuerdo a la meta planteada en el plan anterior.

Pasemos por favor a la siguiente diapositiva para ver las conclusiones.

Durante el primer semestre del año, el Grupo Ecopetrol enfrentó condiciones de mercado nunca antes vistas a las que respondimos con decisiones ágiles y oportunas. Implementamos un paquete de medidas enfocadas en proteger la producción rentable, en la optimización de nuestro Plan de Inversiones y la reducción de costos y gastos, buscando ajustarnos a las nuevas condiciones de mercado, mientras aseguramos el valor de la Compañía en el largo plazo. Actualizamos las principales métricas operativas, financieras y de TESG de nuestro Plan de Negocios 2020-2022, las cuales protegen los principales pilares de la estrategia, aseguran la sostenibilidad del grupo y ratifican nuestro compromiso con la transición energética.

Nuevamente, muchas gracias a todos ustedes por su participación en el día de hoy, en esta nueva versión del Día del Inversionista. Para nosotros es de la mayor relevancia su interés en la Compañía, especialmente bajo las difíciles circunstancias actuales.



Ahora, abro la sesión de preguntas y respuestas.

Hilda: A partir de este momento, comenzará la sesión de preguntas. Si tiene una pregunta, por favor presione “*1” en su teléfono. Si desea retirarse de la lista de espera, por favor digite la tecla “#”. Recuerde, si usted tiene una pregunta, por favor presione “*1”.

Tenemos una pregunta del ser Nicolás Erazo de Credicorp Capital.

Nicolás Erazo: Muy buenos días para todos. Gracias por la presentación, Felipe y equipo de Ecopetrol. Quisiera hacer una serie de preguntas, si me lo permite, y es entender un poquito qué podemos esperar de posiciones en adquisiciones hacia adelante, sabiendo que hoy en día, Ecopetrol cuenta con una posición favorable en comparación a las compañías del mismo sector.

Otra pregunta, aparte de esta es: Querer entender cómo ha sido el desempeño de los diferenciales de la canasta de crudos de la referencia Brent en lo que hemos visto de este tercer trimestre. Gracias.

Felipe Bayón: Nicolás, buenos días, y muchas gracias por la pregunta.

En términos de la posición que tenemos nosotros desde el punto de vista de caja, yo creo que es importante hacer la siguiente reflexión, y es que todavía hay un nivel de incertidumbre alto, si bien hemos visto sustento en los precios en las últimas semanas, yo creo que es prematuro que hablemos de exceso de caja. Yo creo que hemos sido prudentes. Hemos demostrado esa prudencia, hemos demostrado siempre estar alienados con la estrategia, y, en ese sentido, si bien, y esperamos el precio se mantenga un poquito más alto, efectivamente, eso nos va a dar un poco más de espacio, pero yo creo que es prematuro. Igual, tendremos opcionalidad. Yo creo que eso es lo más importante.

Seguimos, desde el punto de vista de M&A, desde el punto de vista de adquisiciones y de posibles ventas, haciendo revisiones permanentes del portafolio. Tenemos un equipo que ha demostrado agilidad en ese sentido en los últimos años con las adquisiciones que ya les hemos anunciado a ustedes y al mercado. Entonces yo creo que es un poco prudencia. Todavía hay gran incertidumbre, pero claramente, es muy bueno estar en esta situación desde el punto de vista de caja, y si el precio ayuda hacia adelante, yo creo que será bienvenido, y, en ese momento, veremos qué opcionalidad tenemos. Definitivamente, tener una hoja de balance fuerte, tener la posibilidad de contar con caja siempre le da a uno muchísimas opciones hacia adelante.

Desde el punto de vista de los diferenciales, ustedes vieron, y le voy a pedir a Pedro Manrique que amplíe un poco más el tema, pero ustedes vieron que el segundo trimestre, y no fue, yo creo, noticia, en ese sentido, lo que anunciamos ayer, pues el segundo trimestre fue muy duro, el segundo trimestre fue un trimestre donde los diferenciales se ampliaron, donde efectivamente hubo sobreoferta en el mundo, donde nosotros tuvimos que bajar cargas de refinerías y esa producción para no parar los campos, salimos a colocarla en los mercados, entonces hubo una necesidad de actuar de manera rápida también para permitir que toda la producción rentable siguiera funcionando.

Y desde el punto de vista del tercer trimestre, estamos apenas en agosto. Hemos visto algunas mejoras, pero le voy a pedir a Pedro que nos dé un poco más de detalle, Nicolás. Adelante, Pedro.

Pedro Manrique: Gracias, Felipe. Nicolás, gracias por la pregunta.

Efectivamente, nosotros venimos de un segundo trimestre muy retado; sin embargo, el foco en ese segundo trimestre, como lo menciona Felipe, fue buscarle casa precisamente a todos los barriles que teníamos disponibles debido a las condiciones de mercado, lo cual fue posible precisamente seguir ubicando todos nuestros barriles de exportación en los principales mercados nuestros.

En el tercer trimestre, nosotros, debido a las ventas anticipadas, que es parte de nuestra estrategia, ya cerramos el mes de septiembre, tenemos básicamente vendida toda la producción, los programas de producción del trimestre, y los diferenciales están muy fortalecidos, y esto, básicamente, ayudado precisamente por todos los recortes de producción de los países productores de la OPEP, que principalmente recortan crudos intermedios y crudos pesados. Y nuestro promedio lo tenemos en el trimestre alrededor de 5 dólares por barril, lo cual es bastante más fortalecido de lo que vimos en el segundo trimestre.

Nuestros principales destinos, obviamente, siguen siendo la China, hemos reactivado también el mercado en la India y en Corea, y nuestros principales clientes en el Golfo en Estados Unidos. Gracias.

Nicolás Erazo: Gracias a todos.

Hilda: Tenemos una pregunta del señor Andrés Cardona de Citigroup.

Andrés Cardona: Muy buenos días a todos, y muchas gracias por la actualización del Plan Estratégico. Agradecerle al *Management* por estar tan cerca actualizando constantemente.

Yo tengo dos preguntas: La primera es si la producción del proyecto de *shale* en Estados Unidos está mejorando en los estimados por un tema de mayor número de pozos o por mejor productividad de los mismos, y si en este punto, nos pueden compartir cuáles han sido los principales aprendizajes hasta el momento en términos tanto técnicos como estratégicos.

Y la segunda es si pueden ayudarme a entender los económicos del segmento del *Upstream*, en particular, me interesa conocer la contribución de la producción de gas en la generación de EBITDA durante el segundo trimestre del año. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Andrés, voy a arrancar con la primera pregunta, la del *shale* en Estados Unidos, la de nuestra alianza estratégica con Oxy, y después le voy a pedir a Jaime que nos ayude con los económicos y, sobre todo, la contribución del gas.

Desde el punto de vista de la inversión en el Permian, nosotros, y esta que es una inversión de ciclo corto, tuvimos la oportunidad, primero, acuérdense ustedes, 31 de julio del año pasado, hace apenas un año, anunciamos esa asociación, en septiembre, ya estábamos perforando y en noviembre, teníamos producción, y después, cuando vimos en marzo y, sobre todo en abril, con un WTI negativo, se tomó la decisión, en estas actividades de ciclo corto, de ajustar el perfil de actividades de inversión, y eso nos permitió mantener 22 pozos que ya estaban en perforación, en fracturación y que están en producción, y ya voy a hablar un poquito más de eso, y precisamente la semana pasada, en julio, re arrancamos actividades de perforación en el Permian en Estados Unidos.

Dado la visión que tenemos nosotros sobre el fortalecimiento del WTI, y en este sentido, estamos muy complacidos desde el punto de vista del *performance*. En términos de producción, para tener un poquito de contexto: En el mes de junio, cerramos la producción *gross* del JV en 18 mil barriles.

Entonces fíjense que rápidamente, en menos de un año, llegamos a 18 mil barriles con 22 pozos. ¿Eso qué quiere decir? Desde el punto de vista de la productividad de los pozos, desde el punto de vista de la velocidad para perforación, desde el punto de vista de los costos de perforación, desde el punto de vista del comportamiento de las fracturas, estamos viendo resultados operacionales mucho mejor de lo que estábamos esperando. Esa es una excelente noticia.

Lo decía Alberto en la llamada, y también en parte de los remarks que yo hacía, teníamos 22 pozos, vamos a perforar 22 pozos más, que estaremos, y dada como se perforan y como se completan los pozos, poniéndolos en producción en el primer trimestre del próximo año.

Entonces, en ese sentido, el mensaje es: Primero, nos tocó ajustar, claramente, una caída bien importante de los precios. Pudimos hacer esa rampa de bajada de manera muy rápida, pudimos hacer una rampa de subida también muy rápida, y, en términos de aprendizajes, que yo creo que es una pregunta que le pega precisamente a la estrategia de porqué hicimos este negocio pensando en el largo plazo y en el mediano y largo plazo de poder traer ese *expertise*, pues ya tenemos una organización para Permian, tenemos gente que está en las operaciones de Oxy, hay gente físicamente en Houston, hay gente trabajando remotamente, hacemos con frecuencia ejercicios de transferencia de conocimiento y de tecnología en el área de perforación, en el área de completamiento, en el área de logística, en el uso de propante y arena para hacer los *fracks*.

En el tema de instalaciones, por ejemplo, una de las cosas que estamos aprendiendo del operador, de Oxy, es la rapidez para hacer diseños y construcción de instalaciones para poder precisamente que han permitido y soportado que esta producción se haya visto crecer tan rápidamente. Entonces estamos muy, muy contentos, y ahorita, en este momento que todos hemos tenido que apretar el cinturón, en Oxy también vemos un operador que es muy, muy rápido en reaccionar, que es muy rápido en todas estas eficiencias, todas estas optimizaciones traerlas a la operación. Entonces muy, muy contentos.

Seguiremos contándoles sobre este tema porque creemos, nuevamente, que, si bien nos cogió esta crisis sin precedentes, fíjense esas ventajas estratégicas que nos han permitido reaccionar de manera muy rápida.

En términos de la segunda pregunta, entonces claramente el gas ha subido en su contribución este año versus el año pasado, pero le voy a pedir a Jaime que nos dé un poquito más de detalle en ese sentido. Jaime, adelante por favor.

Jaime Caballero: Gracias, Felipe, y gracias Andrés por la pregunta.

Bueno, un poquito de color sobre lo económico del *Up*. Pues, claramente, los económicos del *Up* que estamos viendo en el primer semestre están siendo impactados por la caída de los precios realizados, siendo el crudo el componente histórico más importante de los ingresos de ese segmento.



Los números que ustedes están viendo, vimos un EBITDA de unos 2.2 millardos durante los primeros seis meses del año, que es significativamente inferior a lo que tuvimos el año pasado.

Cuando uno ve, en esa dinámica de caída de precio de crudo y de intervenciones de costo, que también hemos hecho, y que han ayudado a preservar la sostenibilidad financiera del segmento, el rol de gas se destaca. ¿En qué sentido? Gas, tenemos tres dinámicas ocurriendo a lo largo de los últimos meses: Por un lado, nuestros niveles de producción de gas han venido aumentando comparativamente, incluso a pesar de los impactos en nivel de actividad de la pandemia, y, por otro lado, la estructura del negocio de gas tiene dos dinámicas que son muy diferentes a las de crudo, tiene una dinámica de precios que son fijos y precios que también, en función a que son dolarizados, se benefician de los impactos de TRM.

Entonces, la combinación de esos tres factores ¿qué ha hecho? Ha hecho que el gas esté pasando de, si miramos el primer semestre del año pasado, representaba alrededor del 11 a 12% del EBITDA del segmento; para el primer semestre, representó alrededor del 50% del EBITDA del segmento. Entonces una participación importante en el EBITDA del segmento, perdón, estos dos porcentajes que les di son nivel segmento *Up*, bien importantes, y prácticamente han funcionado como un *hedge* a lo que ha venido ocurriendo en el crudo.

Volviendo a los económicos macro del segmento, aquí hay dos o tres temas importantes para destacar: Lo primero es que esos 2.2 millardos que les mencioné representan alrededor de un margen EBITDA de un 40 a 45%, más o menos, o sea, sigue siendo un margen atractivo. Lo que pasa es que históricamente ha sido un margen mayor. ¿Qué está pasando? Las intervenciones que hemos realizado en términos de actividad tienen una secuencia de tiempos donde algunas de esas intervenciones las estamos viendo reflejados dentro de los económicos del segmento, pero otras intervenciones solamente las veremos en el tercer y cuarto trimestre.

Entonces, cuando miramos a nivel del desempeño financiero del segmento en el 2Q es donde se acumula la totalidad del impacto de la caída del precio realizado, pero solamente parcialmente compensado por las intervenciones de costos. En la medida en que avanza el año, esa compensación va a ser más equilibrada.

Esos son como los temas más destacables alrededor de los económicos del *Up*.

Andrés Cardona: Muchas gracias, Felipe, Jaime.

Hilda: La siguiente pregunta viene del señor Ricardo Sandoval, de Bancolombia.

Ricardo Sandoval: Buenos días. Muchas gracias por la presentación. Yo tenía aquí tres dudas, la primera de ellas es de pronto cuándo ustedes estiman que las ventas de gasolina y diésel pueden retomar los niveles que se presentaban antes del COVID-19, y, dada la lenta recuperación del sector aéreo, quisiera saber cuánto pesan las ventas del Jet fuel dentro de los ingresos y el EBITDA que genera Ecopetrol. Esa es mi primera duda.

La segunda duda es que dentro del Plan 2020-2022, se exponen necesidades de financiamiento por alrededor de 1,800 millones de dólares. Quisiera saber de pronto si ustedes tienen un plan de fondeo que puedan llegar a compartir. ¿Piensan emitir bonos o cuándo podrían llegar a buscar esos montos?

Y, finalmente, mi tercera pregunta es que hace ya unas semanas, el Gobierno nacional aprobó la Ley de Pago a Plazos Justos, que contempla el pago a proveedores, diría yo que a PYMEs, por alrededor de 60 días máximo para el 2021 y 45 días máximo para el 2022, y quería saber si esos plazos de pago a proveedores pueden llegar a generar algún efecto sobre el capital de trabajo de la compañía. Gracias.

Felipe Bayón: Ricardo, ¿qué hubo? Buenos días. Gracias por la pregunta.

Voy a dar un poco de contexto en la primera, después, le pido a Pedro que nos dé más detalle. En la segunda, cuando hablamos de financiamiento, le voy a pedir a Jaime, y la tercera sobre la Ley de Pago, también.

La primera, pues ustedes vieron la caída dramática, abril, sobre todo, el jet, principalmente, gasolina y diésel también. Estamos viendo, ya para el mes de julio, lo mostrábamos hace un rato, en diésel estamos como un 15% por debajo todavía; en gasolina, estamos un poco más lejos, pero pensaríamos que hacia el final del año, y esto todo sujeto a cómo venga el proceso de reaperturas de sectores, cómo la economía en el país se siga desempeñando, eso le pega directamente al consumo de diésel y al consumo de gasolina. Entonces yo pensaría que hacia final del año deberíamos estar viendo una recuperación en niveles similares a los que veíamos cuando abrimos el año.

El jet, definitivamente es un tema mucho más complejo. Se está hablando de las pruebas, se está hablando pruebas desde el punto de vista de hacer estos protocolos y de hacer los vuelos y de empezar a abrir algunas rutas y algunos destinos, eventualmente, en las próximas semanas, en septiembre. Entonces, en ese sentido, yo creo que el jet se va a demorar un poquito más, pero le voy a pedir a Pedro que nos dé más contexto. Y, nuevamente, cuando Pedro termine, Jaime, para que agarres las dos preguntas de abajo. Gracias. Adelante, Pedro.

Pedro Manrique: Gracias, Felipe. Ricardo, gracias por la pregunta.

Efectivamente, y como lo menciona Felipe, los combustibles, el que tuvo la mayor caída durante los meses de marzo-abril, fue el jet, que básicamente se bajó el 90 %, gasolina tuvo una caída del 70% y el diésel fue el que menos cayó. Entonces precisamente con esa recuperación que hemos venido teniendo, hoy en día el diésel se ha recuperado casi un 90%, estamos en un 80%, esos fueron los promedios de consumo que tuvimos en el mes de julio que acabamos de cerrar; en gasolina, ya estamos recuperados al 80%, y jet, definitivamente, obviamente, por todas las medidas del Gobierno, no se ha recuperado.

Nosotros tenemos unos pronósticos, y es que, paulatinamente, se van a ir recuperando los consumos, y esperamos que al final del año esté muy recuperado, el diésel, prácticamente, va a estar totalmente recuperado; gasolina, precisamente por la naturaleza del consumo de gasolina, sí vemos que la recuperación llega a un 90 a 95%, y muy, muy, muy poco va llegando a los niveles de antes de la crisis durante todo el año 2021.

Con respecto a la pregunta del jet, ¿qué tan representativo es dentro de los ingresos y el EBITDA para Ecopetrol? Pues es realmente mínimo. Los consumos que tienen el país en jet fuel son más o menos 30 mil barriles diarios, y, obviamente, principalmente en el Aeropuerto El Dorado, que es el



que más tráfico aéreo tiene, y esto representa, en el primer semestre de este año, representó solamente el punto 29 % del EBITDA de Ecopetrol, y, comparando con el año pasado, en el 2019, en el primer semestre, fue muy similar, fue más o menos el punto 28% del EBITDA de Ecopetrol. Gracias.

Jaime Caballero: Ricardo, respecto a tus otras dos preguntas sobre financiamiento y el impacto de Ley de Pago a Plazos Justos. Tema financiamiento: Efectivamente, en el Plan estamos exponiendo un financiamiento incremental que sucedería posiblemente en el 21 o en el 22, yo creo que hay cierto espacio de maniobra alrededor de eso, y cuál es el marco un poco de acción en este sentido. Lo primero es que para el 2020, con lo que estamos viendo, no vemos necesidades de financiamiento adicional.

Hubo una pregunta previa alrededor de la posición de caja, y un poco la posición de caja, cuando la vemos, creemos que es una posición de caja sana al corte del 2Q. Aquí es importante tener en cuenta que cuando miramos el segundo semestre, el segundo semestre tiene unas necesidades de caja, de hecho, incrementales. ¿Y a qué me refiero? Me refiero a que en el segundo semestre, tenemos buena parte del pago de los dividendos decretados, y, asimismo, también estamos anticipando un aumento en el nivel de actividad en la medida en que vamos afrontando los efectos de la pandemia, y eso tiene implicaciones en términos de CAPEX, ¿no?

Entonces, yo creo que ese es un contexto importante a la hora de mirar la posición de caja, y es que, hacia adelante, hay unas necesidades incrementales. También estamos esperando una mejora en el flujo de caja operativo, pero cuando miramos el balance entre los dos, pues la posición que tenemos en este momento nos parece apropiada.

Financiamiento, específicamente, ¿qué estamos pensando? todavía es temprano para definir. Estamos viendo desde mercado internacional a mercado local. Va a depender mucho de la evolución de las condiciones de mercado, en general va a depender de eso, y creo que también va a depender mucho de la evolución real de los precios reales y de la ejecución del plan. Ustedes habrán visto que tenemos una diapositiva que menciona la sensibilidad que tiene el Plan a los precios del crudo, y es bastante significativa, ¿sí? Un cambio en los precios que estamos suponiendo el próximo año de dos dólares por barril, perfectamente puede eliminar la necesidad de financiamiento, en el caso en que sea precios mayores; en el caso de precios menores, lo que puede hacer es que lo puede acelerar un poco. Entonces eso lo vamos a estar monitoreando, Y, como te digo, el mensaje es: En algún momento en el 21 o temprano en el 22.

En cuanto a la Ley de Pago de Plazos Justos, hay dos temas claves. Lo que esa ley plantea para este año es muy similar al estándar que Ecopetrol tiene, entonces no vemos ningún impacto, para nosotros es *business as usual* pagar dentro de ese plazo máximo de 60 días, entonces no estamos viendo impactos por ahora. Más adelante, cuando se hace la transición a 45 días, esa aceleración de 15 días, estimamos que puede tener un impacto en el capital de trabajo de unos 20 a 30 millones de dólares por trimestre, ¿sí? Ese es el impacto que estamos estimando, pero en términos del Plan, es un impacto marginal. Gracias, Ricardo.

Hilda: Gracias. La siguiente pregunta proviene de Katherine Ortiz, de Corredores Davivienda.

Katherine Ortiz: Buenos días a todos. Muchísimas gracias por la presentación. Yo tengo un par de preguntas, la primera está relacionada con si Ecopetrol ha considerado vender activos, y lo pregunto

muy en línea con lo que se ha venido hablando de una posible evaluación por parte del Gobierno de vender Cenit. Esa es mi primera pregunta.

La segunda pregunta: Quisiera entender un poco más el cálculo del breakeven de caja. El breakeven de caja, el primer semestre, fue alrededor de 20 dólares por barril, y ahí me gustaría, sobre todo, entender cómo juega la financiación en ese cálculo y si podríamos tener un cálculo un poco más ajustado sin tener en cuenta el efecto de la financiación porque, por lo menos en este trimestre, vimos que el flujo de caja operativo fue negativo, bastante, y entonces quisiera entender un poco más cómo llegan a ese desglose de ese breakeven de caja.

Y la tercera pregunta está relacionada con saber un poco más de los descuentos del segmento de transporte, si estos, además, se han extendido durante estos meses adicionales del tercer trimestre, por cuánto tiempo más van a seguir vigentes, si son mensuales, o entender un poco más estos descuentos que han mencionado que se han dado en este segmento. Es eso. Muchísimas gracias.

Felipe Bayón: Katherine, buenos días, y gracias por la pregunta. Voy a arrancar con la primera.

Para el cálculo del breakeven que estás pidiendo, y específicamente primer semestre, le voy a pedir a Jaime que nos dé más contexto y nos dé un poco más de detalle. Y en la tercera, en el tema de transporte, le voy a pedir a Milena López que nos ayude con la respuesta.

En términos de lo que hacemos nosotros en Ecopetrol, desde el punto de vista del portafolio, hacemos permanentemente revisiones del portafolio, entre otras, pues esa capacidad de análisis y de entendimiento al detalle y de manera inmediata del portafolio nos ha permitido hacer todos los ajustes que hemos hecho a raíz de la crisis. Entonces ese mismo músculo que hemos desarrollado para hacer ese análisis detallado nos sirve para mirar oportunidades de ventas eventuales de activos y de utilización de portafolio. Eso siempre va a ser parte de lo que nosotros vamos a hacer.

Desde el punto de vista particular de Cenit, nosotros no lo tenemos considerado y no lo hemos considerado, entonces nosotros no hemos hecho la evaluación, no lo tenemos en el plan de posibles desinversiones, y eso es el estatus a hoy.

Jaime, agarra entonces por favor la segunda, y Milena, por favor, la tercera. Katherine, gracias.

Katherine Ortiz: Gracias, Felipe.

Jaime Caballero: Hola Katherine. Gracias por tu pregunta. Hablemos un poquito de los breakevens de caja. Pues el breakeven de caja, tú tienes distintas maneras de verlo, ¿sí? El que nosotros les comunicamos en las presentaciones es un poco el *all in* que considera todo, o sea, considera saldos iniciales de caja, financiamiento, flujo de caja operativo, inversión, dividendos, o sea, *all in*, ¿sí? Entonces cuando hacemos referencia a un breakeven de menos de 30 dólares para el 2020, estamos considerando todos los factores, o sea, el precio que necesitamos para que se den todos los factores del flujo de la Compañía.

Entonces, cuando ya comenzamos a disminuirlo un poco, yo me saltaría dos o tres cosas de tu pregunta. Lo primero es el operativo. El breakeven de caja operativo para este año, nosotros lo vemos alrededor de 25 dólares por barril. ¿Qué quiere decir eso? Quiere decir que todas las



actividades, el resultado operacional del Grupo a ese precio nos dé positivo, ¿sí? Ese es como el primer componente.

Cuando uno excluye el flujo de financiación que tuvimos este año de los cálculos de breakeven, pues el breakeven se sube de manera importante. Estamos hablando de un breakeven de 45, 46 dólares por barril cuando tú excluyas la totalidad de la financiación de este año porque la financiación lo que está haciendo es cubrir el déficit de flujo de caja libre que tenemos durante el primer semestre.

Aquí hay un tema muy importante, y es que, en el segundo semestre del año, el flujo de caja libre es positivo, ¿sí? Tercer trimestre, cuarto trimestre, vemos un flujo de caja libre positivo. Y cuando me refiero a flujo de caja libre, me refiero a un flujo de caja que cubre tanto las necesidades operativas como el CAPEX de inversión, o sea que la totalidad del CAPEX de inversión que tenemos hacia adelante es cubierto por el flujo de caja natural de la operación, y ese es un mensaje también bastante importante.

Entonces yo creo que cuando tomamos la foto del tiempo, la foto del breakeven de caja del segundo trimestre, es una foto bastante retadora por las condiciones coyunturales tan dramáticas que se ven, pero cuando lo miramos vista Plan hacia adelante, vemos que lo fundamental es alrededor de la disciplina de capital que tenemos y de la estructura de capital de la Compañía. En cuanto a que el flujo de caja operativo financie el CAPEX y financie todas las actividades de inversión que son importantes para la sostenibilidad estén dadas. Así lo estamos viendo. Gracias.

Katherine Ortiz: Perfecto, Jaime, muy completa tu explicación. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Si puedes coger entonces la de descuentos del segmento de transporte, por fa'.

Jaime Caballero: Felipe, creo que Milena tiene problemas de sonido tal vez.

Felipe Bayón: Eso estoy pensando. Pero en ese sentido, ¿Héctor?

Héctor: Sí. Muy buenos días.

Felipe Bayón: Adelante Héctor, adelante.

Héctor: Gracias. En efecto, para el primer semestre, establecimos unos mecanismos de alivio para el transporte de crudo a través de los oleoductos. Una de estas alternativas de alivio fue la financiación del 50% de la tarifa de transporte durante los siguientes seis meses. Esa facilidad empezamos a aplicarla a partir de mayo, y tenemos previsto que la facilidad se encuentre en aplicación hasta el mes de diciembre de este año.

Esa facilidad, junto con otras facilidades tales como descuentos que ofrecieron los sistemas de transporte durante los meses de abril y mayo, condicionados a tasa de cambio, volumen y precio del Brent permitió ofrecer descuentos entre el 5 y el 10% de las tarifas, y, adicionalmente, para algunos remitentes, se les ofreció facilidades y flexibilidades en los contratos de *Ship or Pay*. Eso ha permitido garantizar el transporte a través de los sistemas y una condición creciente de volúmenes que esperamos para el segundo semestre.

Katherine Ortiz: Perfecto, Héctor. Muchísimas gracias a todos.

Hilda: Gracias. La siguiente pregunta viene del señor Daniel Guardiola de BTG Pactual.

Daniel Guardiola: Buenos días Felipe, Jaime, Alberto y a todo el equipo. Yo tengo un par de preguntas sobre el Plan de Inversión. Mi primera pregunta es si nos podrían compartir cuál es el ROIC esperado de este Plan de Inversión 2020-2022, y si nos podrían dar el ROIC por segmento en upstream, oil y gas, y bueno, y downstream y midstream. Esa sería como mi primera pregunta, entender un poco mejor la rentabilidad ya detrás de este Plan de Inversión de dos años.

Y mi segunda pregunta: Estaba viendo en la presentación que para 2020, están esperando un flujo

Hilda: Perdón. Se ha perdido el audio del señor Daniel Guardiola. Esperamos que se vuelva a reconectar. ¿Gusta que abramos la siguiente pregunta?

Felipe Bayón: Esperemos un momentico. ¿Daniel? A ver si está ahí, si no, sí tomamos la siguiente pregunta. Bueno, sí, adelante por favor. Entonces esperemos después que Daniel se conecte, y sigamos con la otra pregunta por favor.

Hilda: Gracias. Es una pregunta del señor Camilo Roldán de Corredores Davivienda.

Camilo Roldán: Buenos días, Felipe, equipo Ecopetrol. Muchas gracias por la presentación, como siempre muy puntuales. Felipe, tenía dos preguntas. La primera es: ¿Cómo ha sido la evolución de los inventarios de crudo y de productos, pues si se han visto que sí se han bajado en gran medida o permanecen altos, dado que se ha reactivado muy lentamente la demanda?

Y la segunda pregunta que tenía es: ¿Cuáles son los planes del Proyecto Saturno, tomando en cuenta que Shell dio al mercado conocimientos de que, efectivamente, el pozo exploratorio que se hizo no dio trazos de hidrocarburos? Entonces como quisiera conocer un poco más qué pasaría con ese proyecto y cuáles son los siguientes pasos a tomar.

Felipe Bayón: Camilo, ¿qué hubo? Buenos días. Desde el punto de vista de inventarios, y le voy a pedir a Pedro que nos ayude también, decir un par de cosas: El manejo de inventarios a nivel de grupo de manera, y por la capacidad nuestra como negocio integrado, de tener una disponibilidad de inventarios en diferentes partes de los sistemas: En transporte, en refinación, en los mismos campos de producción nos da mucha flexibilidad, y, de hecho, tenemos unos 4.7 millones de barriles en ese sentido almacenados en el país, entonces hemos sido capaces de tener una flexibilidad muy grande, y fue fundamental en todo el proceso del segundo trimestre desde el punto de vista de reaccionar precisamente a la incertidumbre y, sobre todo, a la volatilidad tan grande que vivimos en precios de crudos y de productos.

Le voy a pedir a Pedro entonces que nos dé un poco más de detalle, y yo retomo la segunda pregunta, Camilo. Adelante, Pedro.

Camilo Roldán: Listo. Gracias, Felipe.

Pedro Manrique: Gracias, Felipe. Camilo, gracias por la pregunta. Efectivamente, la capacidad de almacenamiento que nosotros tenemos en el Grupo Empresarial nos sirvió muchísimo durante la crisis porque lo que hicimos fue aprovechar ese almacenamiento precisamente para, en crudo,

hicimos varias operaciones de cobertura y aprovechamos el contango. Efectivamente, nosotros tenemos una capacidad de 4.7 millones de barriles, de los cuales hicimos tres coberturas operaciones en los meses de abril a junio y de mayo a junio. Entonces, en ese sentido, nosotros ya capturamos ese valor y cerramos, hicimos entrega de estos volúmenes. Y los volúmenes más o menos que utilizamos para hacer estas operaciones de contango fueron alrededor de 1.5 millones de barriles, y en este momento ya regresamos a los niveles normales, que básicamente es el almacenamiento operativo para operar todos los ductos, que es alrededor de 2.6 millones de barriles.

Con respecto a productos, efectivamente, nosotros elaboramos una serie de esquemas de almacenamiento, principalmente dentro de Ecopetrol y también dentro de las filiales y con los clientes, y en este momento, en la medida en que se ha normalizado y ha retornado la demanda nacional, pues todos estos niveles de almacenamiento han regresado prácticamente a la normalidad. Gracias, Camilo.

Camilo Roldán: Listo. Gracias.

Felipe Bayón: Desde el punto de vista de Saturno, donde estamos con Shell como operador, la perforación del pozo efectivamente terminó. Esta es una región, Camilo, para contexto, digamos, de unos bloques, es un bloque muy grande, es un área comparable con el tamaño de Río de Janeiro como tal, y es un área que está sub-explorada, que tiene alguna actividad pasada, pero no tiene todavía toda la actividad que un área como esta requiere.

El primer pozo de Saturno que se perforó, desde el punto de vista operativo, con éxito nos ha dado muchísima información sobre el potencial del bloque. El bloque tiene un potencial muy importante, y estamos trabajando con los socios para definir los siguientes pasos en ese sentido, y cuando tengamos una definición, la estaremos comunicando, pero definitivamente, estamos todavía convencidos, y tenemos una visión de muy buen potencial y muy buena perspectiva para el bloque. Camilo, gracias.

Camilo Roldán: Listo, Felipe. Muchas gracias. Feliz día.

Felipe Bayón: Gracias.

Hilda: Gracias. Queremos restaurar el audio del señor Guardiola para que continúe con su pregunta. Adelante por favor.

Daniel Guardiola: Buenos días. ¿Me oyen bien?

Felipe Bayón: Daniel, adelante.

Daniel Guardiola: Perfecto. Entonces no sé si lograron oír mi primera pregunta, pero era básicamente sobre el ROIC esperado en el Plan de Inversión del 2020 al 2022.

Felipe Bayón: Sí, señor. Sí, estabas en la segunda, creo.

Daniel Guardiola: Ah, perfecto. Y la segunda, quería entender un poco mejor la generación del flujo de caja libre. Estaba viendo en la presentación que están esperando un flujo de caja operativo para



el 2020 de 1.9 billones de dólares con un CAPEX entre 3 y 3.4, lo que implicaría una generación de caja libre negativa. Igual, también sería negativa para el 2020-2022. Entonces me gustaría entender si es correcta mi apreciación, digamos, que el flujo de caja libre sería negativo para este Plan 2020-2022, para el 2020, y ¿por qué razón entonces, si eso es el caso, la empresa decidió subir el CAPEX para el 2020?

Felipe Bayón: Daniel, ¿qué hubo? Bueno, buenos días. Le voy a pedir a Jaime que nos dé el detalle sobre el ROIC y también sobre el Plan de Inversión, y si Alberto después quisiera agregar algo desde el punto de vista operativo, con mucho gusto. Entonces, Jaime, adelante por favor.

Jaime Caballero: Gracias, Daniel, gracias por la pregunta. Mirando un poco el tema del Plan de Inversiones, algunos mensajes claves: Lo primero es que el Plan de Inversiones, nosotros lo enmarcamos dentro de nuestra disciplina de capital, ¿no? Nuestra política de disciplina de capital. Esto lo hemos venido hablando y lo hemos venido ejecutando durante los últimos cuatro, cinco años.

En respuesta a esta coyuntura, hicimos una revisión un poco profunda de cómo teníamos que adaptar la disciplina de capital al nuevo entorno de precios, y lo que antes era un criterio de disciplina de capital donde nosotros sancionábamos proyectos en un rango entre 50 y 55 dólares por barril, lo ajustamos hacia abajo. Ahora, ustedes ya vieron en la presentación unos precios del Plan a los próximos tres años donde estamos hablando de un supuesto de planeación de 38 para este año, 45 para el siguiente y 50 para el 22.

Vista disciplina de capital, somos más exigentes, y tenemos un criterio donde esa senda de precios la vemos 30 para este año, 37 para el próximo, 45 para el 22 y 50 a largo plazo. Eso es lo primero. ¿Esto por qué ese contexto? Porque todo lo que metemos dentro del Plan de Inversiones lo medimos contra ese estándar, ¿sí? Entonces las inversiones de crecimiento que están dentro del Plan de Inversiones, y que son el grueso del Plan de Inversiones, tienen que ser rentables con esa senda de precios en mente, utilizando una tasa de descuento que es del 10%. Entonces, primer mensaje.

Segundo mensaje: Cuando miramos esta, y pensando ya en métricas económicas, cuando miramos esta nueva cartera de inversiones, este nuevo Plan con el que nos estamos comprometiendo, vimos dos cosas bien importantes, y es que frente al plan anterior, esto es una optimización del Plan, estamos escogiendo las mejores inversiones, le estamos haciendo optimizaciones en planes de desarrollo, en costos de desarrollo y en costos operativos, y eso hace que, de hecho, las métricas de la cartera sean mejores en términos de breakevens menores y en términos de tiempos. Esta es una cartera que le genera a la Compañía un VPN incremental entre 5 y 6 billones de dólares, ¿sí? Esa es la generación de valor asociada a la cartera que estamos incluyendo.

Y en términos de ROIC nosotros no utilizamos la métrica específica de ROIC. Como tú sabes, Daniel, nosotros hemos venido trabajando con la noción del ROACE, que ya es una vista un poco más a largo plazo de la inversión. Pues ya hemos mencionado VPNs incrementales de 6 billones, tasas de descuento de 10, que tienen que ser cubiertas, y vista ROACE, lo que vemos es que este Plan, a los precios del Plan, debe tener, debe generar un ROACE a nivel de grupo de alrededor de 10%. Esas son las métricas porcentuales que estamos utilizando.

Cuando ya miramos un poquito como de color de segmento, yo te diría básicamente lo siguiente: Un poco las inversiones de crecimiento están enfocadas, como tú sabes, en el *Upstream*, ¿sí? Los niveles de ROACE en el up a largo plazo son superiores a esos porcentajes que mencioné; a corto plazo, y me refiero en los próximos años, son retados, ¿sí? Un poco, pero aquí hay una premisa que es la sostenibilidad del valor de la Compañía, y esa sostenibilidad radica precisamente en tú seguir madurando esos proyectos para materializar las reservas y producción que vienen de los mismos.

Las rentabilidades del *Mid*, los proyectos de crecimiento en el *Mid* también, bueno, en general, todos los segmentos tienen que cumplir con los mismos criterios de disciplina de capital. No tenemos criterios de disciplina de capital individuales para segmentos específicos, todos tienen que cumplir con los criterios que mencioné.

En cuanto a la segunda pregunta, no sé, Felipe, si quieres que mencione de una vez la de Free Cash Flow.

Felipe Bayón: Sí, dale, dale, Jaime, adelante.

Jaime Caballero: Sí, perfecto. Pues Daniel, no sé si alcanzaste a escuchar en una pregunta anterior, pero un poco el tema es el *free cash flow* negativo que se ve implícito en el 2020 es realmente función del primer semestre. El flujo de caja libre en el segundo semestre es un flujo de caja libre positivo, y el flujo de caja libre en el 21 y en el 22 también es positivo, ¿sí? También es positivo entonces es un poco o lo prevemos como positivo con los precios del Plan que hemos utilizado, que, de nuevo, son: 38, 45, 50, ¿sí?

A la pregunta de por qué subir el CAPEX para el 2020, un poco el tema es: esta es una industria de largo plazo. Nosotros tenemos que asegurarnos, y precisamente en el contexto de la rentabilidad que mencioné, es apagar esos proyectos o desplazar los proyectos que decidimos mantener dentro de la cartera erosiona valor frente al gasto financiero incremental que supone mantener el nivel de inversión actual.

Una de las lecciones aprendidas que tuvimos dentro del grupo, asociado a responder a crisis pasadas es que cuando tú bajas el nivel de inversión abruptamente, recuperar esos niveles de inversión y recuperar los niveles de producción asociado a eso toma muchísimo tiempo. Estamos hablando de capacidad organizacional, estamos hablando de capacidad de la cadena de suministro, estamos hablando de todo tipo de implicaciones, además también de impactos, inclusive, en los yacimientos y en reservas porque en la medida en que tú dejas de invertir en esos yacimientos, tienes unas dinámicas que hacen que recuperar la productividad sea bien difícil.

Entonces, cuando hacemos el comparativo entre el costo financiero de mantener el nivel de inversión este año versus el premio asociado a progresar esas reservas para el 21 y para el 22, es mucho mayor el valor que se genera progresando las reservas haciéndolo ahora. Entonces eso explica que nos sintamos cómodos un poco con los niveles de CAPEX que estamos poniendo dentro de este Plan.

Daniel Guardiola: Gracias, Jaime, Felipe y equipo. Incluir como una tercera pregunta muy breve. No sé si nos puedan dar más detalles sobre la estrategia de *hedging*, nos puedan dar detalles de cuántos barriles tienen cubiertos de aquí a final de año, precios promedios, etcétera.

Jaime Caballero: Sí, Daniel. Tomo un poco esa pregunta. Yo creo que en el tema de *hedging*, realmente en este momento no tenemos mayor actividad, en este momento. Hacia atrás, como les comenté en la llamada del primer Q, para navegar el segundo trimestre, y esas condiciones de volatilidad tan intensas que tuvimos, definimos una estrategia comercial bien agresiva que tienes varios elementos, temas claves: Diversificación de destinos, tema clave: Anticipación de negociaciones para asegurar que esos barriles tengan casa, un poco los temas que Pedro mencionó.

En ese contexto de la estrategia comercial, las coberturas nos ayudaron mucho en dos sentidos: Uno, asegurar un precio piso para barriles de exportación, alrededor de 10 millones de barriles mensuales durante abril, mayo y junio. Entonces, en esas condiciones de volatilidad, donde ustedes saben que tuvimos incluso hasta precios negativos, pudimos conseguir precio piso, que el contexto de esos precios pisos es particularmente relevante cuando tú tienes que tomar decisiones de si mantengo niveles de producción para unos barriles que voy a vender en dos meses o cierro pozos, cierro campos porque no veo que esos barriles sean rentables. Entonces, en ese contexto de asegurar que cada barril que ponemos en el mercado sea rentable, pues las coberturas nos ayudaron mucho en ese sentido.

Un poco el rango que utilizamos para esas coberturas durante el segundo Q estuvo entre 27 y 40 dólares por barril. Utilizamos otro tipo de instrumentos, en algunos casos utilizamos *swaps*, en algunos casos utilizamos collares. Esos son como las características. Y todo eso está capturado dentro de los precios realizados que les mencionamos.

Cuando miramos hacia adelante, cuál es el *driver*, porque las condiciones del mercado han cambiado en los últimos dos meses, cuando miramos hacia adelante, un poco lo que estamos viendo es un sesgo importante, yo creo que en dos temas: Uno, en cuanto a Brent, es ver si hay un caso de negocio asociado a reducir la exposición a *downside risk*, a volatilidad hacia abajo, y lo estamos analizando. Ese es un componente, yo diría que un foco. Y el otro foco, que es un foco continuo, es las coberturas tácticas que tienen que ver con garantizar márgenes cuando hacemos transacciones comerciales, y hay una diferencia de tiempo entre el momento en que se negocia la transacción y el momento en que se ejecuta la transacción.

Entonces esos temas son un going, yo diría que ya son como parte táctica y normal del negocio del día a día, pero nos da unas protecciones importantes y nos da certeza alrededor de cómo vamos a liquidar nuestras operaciones. Gracias, Daniel.

Daniel Guardiola: Gracias, Jaime y Felipe.

Hilda: Gracias. La siguiente pregunta es de Jairo Lastra, de Lastra Capital.

Jairo Lastra: Muy buenos días a todos, y gracias por la presentación. Tengo varias preguntas: La primera es: En el flujo de caja que muestran del segundo trimestre, se ve que gran parte del saldo positivo viene por la emisión de deuda, de los 2 mil millones de dólares. Sobre esa emisión de deuda, quisiera hacer dos preguntas pequeñas: La primera es: ¿Qué variables tuvieron en cuenta para la tasa de corte, del 7%? Teniendo en cuenta que meses después o unos días después, no sé, se han emitido a siete años, es un poco más corto el plazo, pero con 300 básicos de diferencia hacia la baja, entonces parecería que la tasa de corte fue un poco alta.



Y la segunda es: ¿Qué destino tiene esta emisión? Pues ahorita mencionaban que el segundo semestre es más intensivo en el flujo de caja, precisamente por la ejecución del CAPEX y también por el pago de dividendos. Quería saber si parte de esa emisión va destinada al pago de dividendos a la Nación.

La segunda pregunta es en relación a Bioenergy. En el primer trimestre y en el segundo trimestre no he visto o no logro ver dónde está contabilizado el impacto de Bioenergy en la decisión de entrar en liquidación. Quería saber si me podían ampliar un poquito cómo lo podemos apreciar en los estados financieros. Esas son las dos preguntas. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Jairo, ¿qué hubo? Buenos días. Buenos días, y gracias por estar en la llamada. Le voy a pedir a Jaime que nos hable un poco de ese efecto 2T, y desde el punto de vista de emisión particularmente. Inclusive, Jaime, yo creo que puedes agarrar la segunda y la tercera, desde el punto de vista contable cómo se ve el impacto del tema de Bioenergy. Jaime, adelante.

Jaime Caballero: Hola, Jairo. Gracias por las preguntas. Vamos a ir en orden, entonces, lo primero, hablemos un poquito sobre el tema de la emisión y el contexto de la emisión. El contexto de la emisión es un primer semestre, o sea, *year to date*, de enero a abril, teníamos flujo de caja libre negativo, como mencioné previamente en otras preguntas que se han hecho, y tenemos una coyuntura de precios donde los precios colapsan, estamos alrededor de 20 dólares por barril, y hay total incertidumbre alrededor de cómo se ven los precios hacia adelante. Entonces yo creo que la emisión hay que verla en el contexto del momento de mercado en el que se está.

En ese momento de mercado, ¿qué vemos nosotros? Vemos en todas nuestras proyecciones un flujo de caja libre negativo para todo el año, para el 20 y para el 21 en todos los escenarios de precios del momento. Punto número 1.

Punto número 2: Un impacto claro en el nivel de inversión de la Compañía si no tenemos financiamiento para ello, o sea, básicamente llevar esta inversión a nivel 1 o 2 billones por año, lo que implicaría pérdida de producción, pérdida de reservas, con las consecuencias que eso tiene en términos de rentabilidad de la Compañía y longevidad de la Compañía.

Y punto número 3, unos compromisos ya realizados alrededor de pago de dividendos a todos los accionistas también. Entonces yo creo que esa es como la mezcla del contexto de eso.

En ese contexto, tomamos la decisión de ir al mercado, ya estábamos preparados para esto, afortunadamente, como parte de nuestros planes de contingencia, teníamos todas las autorizaciones necesarias desde hace más de seis meses precisamente porque veíamos que estábamos ante un mercado bastante volátil. Nadie se podía imaginar lo del... pero sí veíamos que las condiciones de precio podrían ser volátiles, entonces estábamos listos.

Yo creo que el tema del cupón ¿cómo lo vemos nosotros? Cuando nosotros lo vemos en un contexto comparativo contra nuestros *peers* y contra las emisiones del momento, ¿sí? Si uno ve las emisiones que se realizaron en el mes de abril y la primera quincena de mayo, las condiciones de nuestro bono reflejan las condiciones de crédito de la República de Colombia más el *premium* de riesgo asociado a oil&gas, entonces nos sentimos cómodos con que la emisión se hizo en las condiciones de mercado prevalentes en ese momento.



Es cierto, yo no diría que días después, meses después, Ocesa hace una emisión en condiciones bastante diferentes que reflejan cómo se movió el mercado. Si miramos los tesoros de Colombia, los tesoros de Colombia desde entonces cayeron significativamente, tema importante, entonces la emisión de Ocesa refleja esa caída o esa mejora en las condiciones de mercado para la República de Colombia, es el *driver* principal de la emisión de Ocesa.

Y también hay otro driver muy importante, Jairo, como tú sabrás, y es que el riesgo asociado al negocio de E&P es muy diferente al riesgo asociado al negocio de Midstream. Me explico: El *driver* de la medición de riesgo de Ecopetrol es E&P, que tiene unas condiciones de volatilidad muy diferentes y exposición a precios de crudo muy diferentes a las que tiene un negocio de infraestructura que tiene tarifas fijas dolarizadas aseguradas a largo plazo. Entonces, para hacer una comparación apropiada, hay que tener todo ese tipo de variables en mente.

Respecto a tu segunda pregunta, que tiene que ver con la destinación del bono. Pues la destinación del bono va a financiar todas las actividades que tiene la Compañía, incluyendo CAPEX, incluyendo parte del déficit operativo que tuvimos en el primer semestre, incluyendo dividendos, es una mezcla de todos esos factores, es una mezcla, no tiene destinación específica para ninguno de los tres. Dependiendo de dónde te quieras sentar tú a definir qué es más prioritario, dividendos, CAPEX o flujo operativo, vas a decidir, pero el punto es que la emisión entró a llenar una brecha que teníamos para cumplir con esas obligaciones.

Respecto al tema de Bioenergy, sí tenemos un impacto en la contabilización de Bioenergy, de hecho, cuando tenemos una diapositiva, Jairo, que hace referencia a los eventos no recurrentes, y en esa diapositiva, que está en la presentación, hacemos referencia al impacto que tuvo Bioenergy, que básicamente, en el momento en que se liquida la compañía, nosotros limpiamos de nuestros libros la totalidad de la inversión, y eso, de hecho, nos genera un pequeño ingreso de PyG. Eso es un efecto, y, por otro lado, la deuda asociada a Bioenergy que estaba consolidada a nivel de grupo también se elimina. Esos son los dos efectos, y eso está reflejado en los estados financieros. Gracias, Jairo.

Jairo Lastra: Gracias por la respuesta.

Hilda: Nuevamente, si hay alguna pregunta, oprima “*1” en su teléfono. La siguiente pregunta viene del señor Andrés Cardona, de Citigroup.

Andrés Cardona: Gracias por la oportunidad de preguntar nuevamente. Yo tenía tres preguntas. La primera es: Cuando ustedes fijan el OPEX entre 22 y 23 dólares por barril, ¿cuál es el supuesto que traen para lifting? Y la pregunta es porque en el 2Q están mostrando una cifra muy destacada en torno a 6 dólares por barril, y quería entender qué tan sostenible es hacia adelante.

La segunda pregunta es: Al inicio del año, ustedes tenían un *slide* donde mostraban en resumen lo que esperaban de la campaña de *shale* en Estados Unidos, y mostraban los pozos que están iniciando perforación y en producción. Yo quería entender, con los 40 y tantos pozos que esperan para este año, si la producción de los 5,500 va a estar asociada solo a los 22 que ya están perforados y produciendo o vamos a alcanzar a ver algo de los segundos.

Y la última, muy breve, es qué pueden comentar sobre las expectativas de capital de trabajo para la segunda mitad del año. Gracias.

Felipe Bayón: Gracias. Voy a arrancar por la segunda, y después, le pido a Alberto que tome la primera. Desde el punto de vista del shale, y hablaba yo hace un ratito, el promedio son 5,500 barriles/año, y si uno lo mira *gross*, les decía yo, en junio, tuvimos casi 18 mil barriles de esos primeros 22 pozos. Los segundos 22 pozos, que ya están en perforación, de hecho, el primer taladro, les decía yo, entró a finales de julio, esos 22 pozos normalmente se perforan, es como una línea de manufactura, se perforan por diferentes etapas, y la parte de completamiento, toda la parte de fractura se hace al final, entonces la producción puntual de esos 22 pozos, esperamos verla en el primer trimestre del próximo año.

Y esto, digamos que es como el plan del 2020. Si uno mira el plan a más largo plazo, pues estamos precisamente trabajando en los equipos para definir el plan detallado para Permian, como lo hacemos, con el presupuesto de la Compañía, y eso lo estaremos trabajando finales del tercer trimestre, cuarto trimestre, para tener ya visibilidad sobre cómo va a seguir el nivel de actividad, pero esos 22 puntuales, los segundos 22, como estaba formulada tu pregunta, entrarán en producción primer trimestre del próximo año.

Alberto, ¿por qué no nos hablas un poco sobre el OPEX, los 6 dólares, y qué estamos viendo hacia adelante por favor?

Alberto Consuegra: Andrés, ¿cómo estás? Un saludo. Gracias por tu pregunta. Con relación al impacto del *lifting cost* en el costo total unitario, lo que tenemos en el Plan es que el *lifting cost* representa alrededor de 7 dólares/barril, ¿sí? Cuando miramos específicamente el trimestre anterior, ¿qué sucedió? Pues primero, la realidad de convivir con la coyuntura de dos crisis: La de la pandemia, unida a la crisis de precios. En ese orden, tuvimos que suspender actividades, suspender, sobre todo, todos los mantenimientos de subsuelo, llevar las operaciones al mínimo vital, y eso se tradujo en menores costos variables y fijos, y, en ese sentido, logramos ese índice de 6 dólares/barril.

Cuando ya nos movemos hacia adelante, ¿qué estamos viendo? Pues definitivamente, el impacto de abrir producción, que estaba cerrada, porque a precios de 20 dólares/barril no era rentable. En este orden de precios que tenemos hacia adelante, pues ya vamos a tener un nivel de producción mayor. En segunda instancia, vamos a tener que reiniciar actividades de subsuelo, mantenimiento de subsuelo.

En la medida que tengamos más producción, vamos a tener más gasto de energía, y entonces vamos a estar redondeando el *lifting cost* alrededor de los 7 dólares/barril. Esto, de todas maneras, representa un reto en materia de sinergias y de eficiencias porque en nuestros planes anteriores, hablábamos de un rango de *lifting* alrededor de 9 dólares/barril.

En ese sentido, lo que vamos a estar haciendo en materia de eficiencias es asegurar que logramos intervenir las tarifas de energía, mantener esas eficiencias que hemos venido logrando a través del año; en los servicios de pozo, lograr la optimización en los contratos con terceros, reducir nuestros costos de tratamiento de agua y, finalmente, ver las eficiencias logradas por la implementación de los proyectos digitales.

Jaime Caballero: Andrés, yo voy a tomar tu última pregunta sobre el capital de trabajo. El outlook para el segundo semestre es positivo versus lo que vimos en el 2Q. El capital de trabajo del 2Q se

vio fuertemente impactado por la combinación de menores ingresos, pero también, en particular, hubo una temática coyuntural del segundo trimestre, que no hemos hablado mucho, pero que es importante mencionarla, que fue los alivios que hicimos en una serie de negocios asociados a proteger la demanda y a mitigar los impactos de la caída de la demanda. Entre esos, hubo temas de alivios en plazos de pago a los mayoristas en el sector de *retail*, también hubo alivios en el sector del gas, también, como mencionamos en su momento, tuvimos algunos alivios puntuales en el segmento del Mid. Todos esos temas impactaron el capital de trabajo del segundo trimestre.

Y el otro tema también que impactó el capital de trabajo del segundo trimestre tuvo que ver con la parte impositiva, Hacia adelante, esos temas no están ya, no los tenemos, y eso, mezclado con el *outlook* de precios que estamos viendo, hacen que la posición de capital de trabajo para la segunda mitad de año sea más holgada, muy en la línea de todo lo que expliqué antes alrededor de flujo de caja libre. Gracias por la pregunta, Andrés.

Hilda: Gracias. Tenemos la pregunta del señor Juan Díaz, de Porvenir.

Juan Díaz: Buenos días, y gracias por la presentación. Yo tenía una pregunta y un par de *follow ups*. La primera pregunta es con respecto al índice de remplazo de reservas. Digamos que, en el Plan anunciado en febrero, se tenía una meta de que fuera al menos 100%, ahorita es un poco más incierto el panorama, pero me gustaría saber cuál es la visión de ustedes frente a ese índice por lo menos para este periodo del Plan de Negocio y el escenario base.

Y los dos *follow ups*, el primero es sobre el financiamiento en más o menos entender cuál sería la razón de deuda bruta EBITDA o, digamos, el rango con el cual se sentirían cómodos durante ese periodo del plan. Y el segundo *follow up* es con respecto a la participación de gas en el *upstream*: Me gustaría saber si ustedes tienen una guía o un *outlook* del porcentaje de gas sobre la producción total al que quieran llegar al final del periodo del Plan de Negocio o en el mediano plazo. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Juan Pablo, buenos días. En términos de remplazos de reservas, nosotros venimos con tres años por encima de 100% en remplazos, y vimos en su momento, hace ya algunos años, en particular con la crisis, remplazos que estaban por debajo de ese número. Este año, el 2020, ha sido impactado por una caída de precios sustancial. Hemos visto el impacto en producción, que ustedes vieron en el reporte de resultados del segundo trimestre. Estamos viendo una recuperación, y en ese sentido, la posición final que tengamos nosotros real sobre el desempeño del remplazo de reservas dependerá, entre otras cosas, del comportamiento de precios hacia adelante.

Habiendo dicho eso, pues Alberto nos comentaba ahorita sobre todo el esfuerzo que hemos hecho desde el punto de vista de optimizaciones, eficiencias, el uso de tecnología, que el costo total esté mucho más bajo de lo que ha estado históricamente, entonces todo eso también, de alguna manera, va a permitir tener opcionalidad en el tema de reservas, pero, sin embargo, si bien tenemos que esperar al final del año para tener el resultado definitivo, este año es un año duro, este año es un año duro definitivamente por el tema de la caída dramática en precios y los ajustes que hemos tenido que ver. Sin embargo, si tuviéramos ese impacto este año y estuviéramos por debajo de 100, esperamos eso recuperarlo dentro del periodo del Plan, y ese es un poco la visión, ¿no? Cómo lo estamos viendo.



En términos de deuda bruta/EBITDA: Nosotros hemos dado el *guidance* para el 2020 estar por debajo de 3.5 veces o tres y media veces. Esto subió. Nosotros teníamos una posición muy sólida, pero precisamente esa posición nos da flexibilidad o nos dio la flexibilidad, y nosotros estamos viendo que, hacia el final del periodo del 2022, el Plan de Negocios deberíamos estar por debajo de 2 y media veces. Entonces, en ese sentido, estamos cómodos con esos rangos.

Alberto, coge la pregunta de gas en el upstream, por favor, sobre cómo estamos viendo esto hacia adelante.

Alberto Consuegra: Juan Pablo, buenos días. Con relación al gas, fíjate que cuando nosotros hemos hablado del *outlook* hacia el año 2030, lo que queremos ver es una empresa con un portafolio mucho más balanceado, más diversificado, más presencia de crudo liviano y de gas.

Hoy, lo que tenemos contemplado en el Plan para los años 2020 a 2022 es que la producción de gas represente alrededor del 17%, y nos queremos mover de 2023 en adelante a que esa participación se incremente hasta el 30 o 35%. Entonces, cuando nosotros vemos nuestro Plan de Inversiones, vemos que hay mucha incidencia en el gas, y ahí vamos a ser bastante agresivos en materia exploratoria.

Cuando nosotros comparamos lo que han sido inversiones exploratorias entre el año 2017 y 2019, fueron alrededor de un billón de dólares; para el periodo 2020-2022, es 1.5 billones de dólares, y el grueso de esa suma es una apuesta al gas. Entonces sí veríamos ese crecimiento, si somos exitosos en exploración, el crecimiento en la participación de producción del gas a partir del año 2023-2024.

Juan Díaz: Muchas gracias por las respuestas.

Hilda: Gracias. La siguiente pregunta es de seguimiento del señor Daniel Guardiola, de BTG.

Daniel Guardiola: Aló.

Hilda: Adelante.

Daniel Guardiola: Sí, gracias. Recientemente, el Gobierno colombiano publicó el marco fiscal de mediano plazo en donde básicamente anunciaron que en 2021 esperaban recibir recursos por casi 1.1 puntos del PIB derivado de desinversiones, y, claramente, si uno empieza a mirar el portafolio de activos del Gobierno, uno de los que destacan es Ecopetrol. Ya anunciaron previamente que Cenit no lo consideran que está dentro de las ventas de activos, y me gustaría saber si nos pueden compartir la visión del *Management* sobre una posible desinversión parcial del Gobierno en Ecopetrol.

Felipe Bayón: Daniel, ¿qué hubo? Gracias por el *follow up*. Pues nosotros, como Management, tenemos el siguiente compromiso: Nosotros tenemos que propender porque la operación sea segura, la operación sea eficiente, la operación sea ética, la operación sea responsable y que estemos precisamente en el Plan de Negocios como el que les acabamos de mostrar, el 2022, alineados con la estrategia en todo momento desde el punto de vista de nuestro relacionamiento, de todos los temas de TESG, que ustedes vieron que tienen un lugar preponderante en la estrategia hacia adelante, y, definitivamente, el de sortear una crisis sin precedentes como la que estamos viendo ahora, que no habíamos visto posiblemente en la historia de la industria, y que



definitivamente tiene todavía, digamos, unos matices de volatilidad e incertidumbre grandes. Hoy no sabemos cuánto más va a durar la crisis, hoy no sabemos si vienen olas adicionales y cómo vamos a tener que seguir ajustándonos en ese sentido.

Habiendo dicho eso, hemos podido sortear la crisis, yo creo que de buena manera, con impacto, como ustedes bien lo conocen, y han visto los números y han visto el reflejo precisamente de esta crisis sin precedentes. Entonces, desde el punto de vista de una posible desinversión por parte del Gobierno, es una pregunta precisamente para los accionistas. Yo les digo, desde el *Management*, ¿nosotros qué tenemos que hacer? Hacer las cosas bien. Nosotros tenemos que garantizar precisamente que la operación, como le decía ahorita a Daniel, sea segura, eficiente, ética, responsable, y que genere el valor que tenemos proyectado dentro de nuestros planes de negocios, y ese es el compromiso que nosotros tenemos. Daniel, muchas gracias.

Daniel Guardiola: Gracias a ti, Felipe.

Hilda: En este momento, no tenemos más preguntas. Cedo la palabra al señor Bayón para comentarios finales.

Felipe Bayón: Muchísimas gracias. Pues nuevamente, muy agradecido con ustedes por participar. Tenemos más de 250 conexiones. Realmente les agradezco a todos el interés por la Compañía, el interés por los resultados de estos primeros seis meses en condiciones difíciles, en condiciones bien, bien complejas. Un segundo trimestre que ha puesto a prueba muchas de las cosas dentro de la Compañía, y que la Compañía ha demostrado que tuvo y ha tenido una respuesta rápida, una respuesta disciplinada, una respuesta dentro de los estándares, los protocolos, y siempre pensando en el cuidado de nuestras personas y en la vida de nuestras personas.

Y en este sentido, les agradezco de corazón que estén hoy con nosotros, su interés, sus preguntas, que nos ayudan también a levantar el espejo y a mirar esas cosas que tenemos que seguir mirando, que tenemos que seguir analizando nos permiten encontrar puntos de énfasis o puntos de análisis adicional. Entonces les agradezco muchísimo todo el interés, sus preguntas, su participación. Espero que usted y sus familias estén bien de salud, espero que se cuiden. Estamos en un momento bien complicado, no solo en el país, sino a nivel mundial, y definitivamente, les deseo lo mejor. Nuevamente, muchísimas gracias a todos ustedes por participar en el día de hoy. Que tengan un muy buen día.

Hilda: Gracias a todos. Damos fin a la conferencia del día de hoy. Gracias por participar. Pueden colgar ahora.