

LLAMADA DE RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS GRUPO ECOPETROL 3T 2020

Operadora: Buenos días, mi nombre es Karen y seré la operadora de la conferencia de hoy.

Damos la bienvenida a todos los participantes a esta llamada de conferencia en la que se presentarán los resultados financieros y operativos del tercer trimestre del año 2020. En este momento 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, los cuales no constituyen ningún compromiso de resultados futuros, ni tampoco consideran riesgos o incertidumbres que pudiesen materializarse. En consecuencia, Ecopetrol no asume ninguna responsabilidad en el evento que los resultados futuros sean diferentes a las proyecciones mencionadas durante esta llamada.

Esta llamada será liderada por el señor Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol, adicionalmente participarán 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 bienvenidos a la presentación de los resultados operacionales y financieros del tercer trimestre del año 2020.

Esperamos que ustedes y sus familias continúen manteniéndose a salvo. La conciencia personal y social son fundamentales para superar la emergencia sanitaria que todos hemos vivido durante el año 2020.

El tercer trimestre estuvo caracterizado por un mejor desempeño operacional y financiero, asociado al incremento gradual de las operaciones y en línea con la reactivación progresiva de la demanda. Esta reactivación se ha visto reflejada en el incremento de los niveles de actividad operacional, principalmente en Ecopetrol S. A. con un aumento en el número de taladros activos, pasando de dos taladros en el mes de abril a 10 taladros al cierre del mes de septiembre.

Asimismo, procurando siempre el cuidado de la salud y seguridad de nuestra gente, nuestros colaboradores en campo han venido retornando a sus labores en sitio progresivamente desde el mes de junio bajo estrictos protocolos de bioseguridad. A la fecha, apalancados por el programa de transformación digital, alrededor de 75% de nuestros colaboradores siguen trabajando de forma remota, aunque en lo que resta del año 2020 mantendremos el trabajo remoto, siempre atentos a las medidas de distanciamiento social.

En el mes de octubre pusimos en marcha un plan piloto para preparar el regreso seguro y paulatino de los funcionarios administrativos a las instalaciones de la compañía en el año 2021 como parte del proceso de adaptación a la nueva normalidad. Este piloto considera un esquema flexible del personal e infraestructura que permitirá optimizar la operación y

aportará eficiencias al Grupo Ecopetrol.

En todo este proceso, destacamos la relevancia que ha tenido la digitalización de nuestra operación durante el año a través del uso, entre otras tecnologías, de la inteligencia artificial y la implementación de herramientas de analítica y autogestión.

En el marco de la emergencia sanitaria por el COVID 19, a través de nuestro programa de inversión social Apoyo País, a la fecha se ha entregado el 59% de la inversión aprobada en línea con el compromiso del Grupo Ecopetrol con el bienestar de los colombianos, así como la reactivación y fortalecimiento de la economía local.

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

Después de atravesar uno de los trimestres más difíciles de la historia, durante el tercer trimestre observamos una recuperación gradual del mercado reflejada, entre otras, en una mejora del 30% en el precio del Brent, el cual pasó de 33 dólares el barril al cierre del segundo trimestre a 43 dólares el barril al cierre del tercer trimestre.

La demanda local por nuestros principales productos presentó una mejora frente a la tendencia observada en el primer semestre del año, destacando una recuperación en los volúmenes de ventas de alrededor del 110% al cierre de septiembre, frente al nivel más bajo observado en el mes de abril. Esta recuperación de la demanda ha permitido retornar a los niveles de ventas observados a principios del mes de marzo y es consecuencia de la flexibilización de las medidas de aislamiento social en beneficio de la reactivación económica.

Por otro lado, destacamos también la recuperación significativa hasta 38 dólares el barril de la canasta de venta de crudos frente al segundo trimestre cuando esta se ubicó en niveles cercanos a los 20 dólares el barril. Sin embargo, aún continuamos en niveles de precios similares a los observados en la crisis del año 2016.

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

Nuestros resultados operativos y financieros mostraron un mejor desempeño frente al segundo trimestre del año 2020 en línea con la recuperación de los precios y las mejores condiciones de demanda. La producción del Grupo Ecopetrol fue de 681.000 barriles de petróleo equivalente por día, 3.000 barriles más frente al segundo trimestre. Esta mayor producción combinada con la recuperación de los precios del petróleo resultó en un incremento de los ingresos del 46% frente al segundo trimestre del año 2020.

A pesar de las difíciles situaciones de entorno que han impactado nuestra operación durante este año, el Grupo Ecopetrol generó un EBITDA de 5.3 billones de pesos y una utilidad neta de 855.000 millones de pesos en el tercer trimestre.

Ahora le doy la palabra a Alberto Consuegra quien profundizará sobre los principales hitos operativos de trimestre.

Alberto Consuegra: Gracias, Felipe.

Los resultados operativos de este periodo evidenciaron una gradual recuperación en línea con la paulatina reactivación de la demanda nacional y mejores niveles de precios.

En el frente exploratorio, finalizamos la perforación de 3 pozos para un total de 10 pozos en lo corrido del año, esperamos terminar el año con un total de 17 pozos perforados, cuatro adicionales al plan establecido para el 2020 gracias a la materialización de tres pozos de contratos de asociación y a la delimitación del pozo Chacha 3.

Se adelantó la prueba extensa del pozo descubridor de gas Arrecife-1 ST perforado por Hocol en 2018 y a partir del 1 de octubre inició la operación comercial con una producción de 3,5 millones de pies cúbicos de gas por día.

Quiero destacar el cierre del acuerdo comercial entre Hocol y la compañía Lewis Energy para la exploración de gas en un *play* frontera del Bloque Perdices ubicado en el departamento del Atlántico. A la fecha la cesión de intereses de Hocol a Lewis Energy está en proceso de aprobación por parte de la ANH.

En el frente internacional, seguimos avanzando en la finalización de la fase de delimitación del proyecto Gato do Mato. El Grupo Ecopetrol alcanzó una producción promedio acumulada de 698.000 barriles de petróleo equivalente por día esperamos cerrar el año en niveles cercanos a los 700.000 barriles de petróleo equivalente por día, en línea con la meta establecida para 2020.

Quiero mencionar el lanzamiento de la Ronda Campos 2020 en la que el Grupo Ecopetrol ofrecerá la totalidad de su participación en nueve activos de desarrollo y producción, seis de Hocol y tres de Ecopetrol, este proceso de desinversión de activos hace parte de las actividades de rotación del portafolio y está alineada con los pilares de la estrategia del Grupo Ecopetrol.

Por su parte, en el segmento de transporte se realizaron pruebas de transporte de crudo pesado de 650 centi-Stokes en algunos de nuestros sistemas de oleoductos encaminadas a lograr mayores eficiencias en dilución y cuyos resultados se encuentran en fase de análisis para desarrollar el caso de negocio.

El segmento de refinación presentó estabilidad operativa, las refinерías alcanzaron un margen bruto integrado de 7,4 dólares por barril y una carga consolidada de 324.000 barriles por día.

Quiero resaltar la recuperación de un 50% de la carga registrada en las refinерías en septiembre frente al mes de abril, el más crítico del 2020. Esperamos cerrar el año con una carga integrada dentro del rango establecido para el 2020 entre 300.000 y 320.000 barriles por día.

La refinерía de Cartagena alcanzó dos récords históricos mensuales dentro del trimestre, una carga a máxima capacidad con 100% de crudos nacionales en septiembre y un récord en rendimiento de destilados medios mayor al 65% en el mes de julio.

En nuestra área petroquímica Essentia continúa presentando un sobresaliente desempeño operativo, durante el trimestre presentó récords históricos de producción de polipropileno y

de volumen de ventas.

Vamos a siguiente lámina para hablar sobre las iniciativas en gas.

El negocio del gas arrojó un margen EBITDA de 55% y aportó cerca del 34% del EBITDA del segmento de *upstream*. La producción de gas y GLP alcanzó los 141.000 barriles de petróleo equivalente, incrementando frente al mismo periodo del año anterior. Principalmente por el efecto de la adquisición de la participación de Chevron en el activo Guajira y a la gestión comercial para los excedentes de gas, producto de la disminución de la demanda.

Ecopetrol continúa apostándole a la inversión social en gas combustible con el objetivo de conectar al menos 18.000 nuevos usuarios al año 2024, estas iniciativas han logrado conectar cerca de 692 nuevos usuarios a corte de septiembre.

En el tercer trimestre culminó el proceso de comercialización de gas natural de Campos Mayores 2020, nuestra estrategia comercial permitió la contratación del 100% de las necesidades de los clientes en contratos con duración entre uno y siete años.

Pasemos por favor a la siguiente lámina.

Con relación al desarrollo de los Proyectos Piloto de Investigación Integral de yacimientos No Convencionales en Colombia, a la fecha contamos con el marco regulatorio que nos permite avanzar al proceso de selección de contratistas por parte de la ANH para la asignación de los Contratos Especiales de Proyectos de Investigación, CEPI. En caso de ser adjudicado el contrato antes mencionado iniciaríamos el proceso de consecución de licenciamiento ambiental ante los entes responsables.

Con relación a nuestra actividad en el Permian en los Estados Unidos junto con nuestro socio OXY, reactivamos las operaciones a finales de julio con dos taladros en operación. En el tercer trimestre se perforaron cinco pozos, para cierre de 2020 se espera contar con 22 pozos en producción, 22 pozos perforados para ser completados el primer trimestre de 2021 y una producción promedio neta estimada para el Grupo Ecopetrol de alrededor de 5.000 a 5.500 barriles de producción equivalente diarios antes de regalías.

Vamos a la siguiente lámina para hablar sobre la gestión en costos.

Para el año 2020 tenemos integrado a nuestro plan anual 3,5 billones de pesos en ahorros que se han visto reflejados paulatinamente en los resultados financieros de la compañía. El costo total unitario se ubicó en 24,5 dólares por barril, presentando una disminución significativa frente al mismo periodo de 2019, explicado por una reducción de los costos del 28%, principalmente en compras e importaciones, así como una reducción del 10% en los costos fijos.

Por su parte, el costo del levantamiento se ubicó en 7,1 dólares por barril en el acumulado del año, presentando una disminución del 19% versus el mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por la renegociación de tarifas, disminución y desplazamiento de la actividad y el efecto de la tasa de cambio.

En el cuarto trimestre estimamos un crecimiento de los costos que están asociados principalmente a la reapertura de pozos que habilitarán producción rentable. No obstante lo

anterior, quiero ratificar nuestro compromiso para lograr mayores eficiencias que resulten en una operación rentable y sostenible en el tiempo.

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

Jaime Caballero: Gracias, Alberto.

El EBITDA del trimestre fue de 5,3 billones de pesos situándose al nivel del primer trimestre a pesar de tener menores niveles de referencia Brent, producción y ventas, esto gracias a la captura de mejores precios de realización, desempeño operativo y optimizaciones en OPEX, que contribuyeron a generar un margen EBITDA del 43% comparable a los niveles del 2019.

Se destaca un cambio de tendencia en la generación de EBITDA en los segmentos de exploración, producción y refinación, que vuelven a generar resultados positivos e incluso superiores a los vistos en el primer trimestre, obteniendo una generación de EBITDA por barril de 22,5 dólares, la mejor del año hasta el momento.

Los indicadores de caja presentaron un importante avance durante el trimestre, se alcanzó un flujo de caja libre positivo, revirtiendo la tendencia del primer semestre, el *break even* de caja que refleja el precio *Brent* necesario para cumplir con los compromisos del período, considerando todas las fuentes y usos, fue de 26,6 dólares por barril.

Gracias a la creciente generación de flujo de la actividad operacional, se realizaron prepagos a obligaciones de corto plazo por 1,6 billones de pesos equivalentes, de mantenerse las condiciones de mercado actuales, anticipamos cerrar el año con un indicador de deuda bruta EBITDA fortalecido ante las metas previamente anunciadas.

El *break even* de utilidad neta fue de 38 dólares por barril, el más bajo de este año, reflejando el creciente impacto de las intervenciones realizadas para garantizar la resiliencia del Grupo a las nuevas condiciones de entorno.

Vamos por favor a la siguiente lámina para ver la utilidad del trimestre.

La utilidad del tercer trimestre del 2020 aumentó frente a la obtenida en el segundo trimestre debido principalmente a: primero, mayores ingresos por 1,9 billones de pesos por incrementos en los precios de realización de la canasta de ventas que aumentó un 23% más que la referencia Brent soportada en una estrategia comercial que permitió capturar la mejora en condiciones de demanda tanto para crudos como productos.

Segundo, un efecto positivo por el incremento de volúmenes vendidos de gas y productos.

Tercero, mejora en los costos y gastos operativos gracias al plan de austeridad y la mayor capitalización de inventarios, los cuales fueron compensados parcialmente por el incremento en costos asociados a la reactivación de operaciones y reapertura de pozos.

Cuarto, el gasto financiero neto presentó un incremento de 420.000 millones de pesos debido a una menor valoración del portafolio de inversiones, asociado a la volatilidad del mercado y al pago de la prima por la re compra del bono de Ocesa, cuya nueva emisión permitió extender el perfil de vencimientos del 2021 al 2027.

Quinto, en este trimestre no observamos los eventos materiales no recurrentes registrados en el trimestre anterior, dentro de los que se destaca principalmente el ingreso por combinación de negocios de 1,2 billones de pesos, asociado a la adquisición de los activos de gas *offshore* en La Guajira.

Por último, la provisión de impuesto de renta del tercer trimestre fue superior debido al incremento de utilidad el periodo con una tasa efectiva de tributación del trimestre de 33,3%. La utilidad neta fue de 855.000 millones de pesos, la mayor utilidad reportada en el año.

Vamos por favor a la siguiente lámina.

El flujo de caja generado por la operación, incluyendo la variación en capital de trabajo, ascendió a 3,5 billones de pesos. El nivel de CAPEX del trimestre fue de 2,1 billones de pesos, contando con un flujo de caja libre positivo para el trimestre.

Durante el periodo se pagaron dividendos por 2,9 billones de pesos, de los cuales 2,4 corresponden a la Nación y el restante al pago de dividendos a accionistas no controlantes de nuestras filiales de transporte e Invercolsa. Para el cuarto trimestre se espera pagar el saldo restante al accionista mayoritario por 3,2 billones de pesos.

Los egresos netos asociados a deuda sumaron 1,9 billones en el trimestre donde se destaca la operación de prepago y refinanciación del bono 2021 de Ocesa, así como el prepago de obligaciones de corto plazo en Ecopetrol. La caja cerró en 12 billones de pesos, reflejando la capacidad del grupo para honrar el plan de negocios manteniendo la disciplina en el manejo de la caja.

Vamos por favor a la siguiente lámina para ver la ejecución del plan de inversiones.

La ejecución de inversiones a septiembre ascendió a 1.819 millones de dólares, el 71% se concentró en oportunidades de crecimiento donde se destacan las campañas de perforación realizadas en el Premian, Castilla, Rubiales y Llanito, entre otros campos.

Se ha tenido un menor ritmo de ejecución al esperado debido a, primero, la implementación de medidas para contener los casos de contagio de COVID 19, generando reprogramación en la actividad, principalmente en los Campos Rubiales y Caño Sur, las Refinerías de Cartagena y Barrancabermeja.

Segundo, en el frente de entornos se presentaron bloqueos de comunidades asociados a la situación coyuntural en ciertos territorios.

Y tercero, factores operativos afectaron los cronogramas de ejecución y generaron mayores tiempos de maduración de proyectos. Por otro lado, se han obtenido eficiencias debido a menores costos en proyectos en Castilla, Casabe, Tibú, entre otros. Si bien los restos de ejecución persisten, para el cuarto trimestre se espera una aceleración pronunciada en el nivel de ejecución frente a los dos trimestres anteriores, continuando la tendencia de crecimiento observada en septiembre.

El aumento de ejecución de CAPEX en el cuarto trimestre, está apalancado por la reactivación de inversiones en facilidades, aumento en *workovers*, perforación y completamiento en los principales todos los segmentos, dejando a la ejecución total para el

2020 en un rango entre 2.500 y 3.000 millones de dólares.

Paso ahora la palabra al Presidente Felipe Bayón para sus comentarios de cierre.

Felipe Bayón: Jaime, muchas gracias. Durante el tercer trimestre, continuamos avanzando en nuestro compromiso con los pilares de tecnología, medio ambiente, social y gobernanza, TESG, por sus siglas en inglés.

En el frente social, en lo corrido del año, el Grupo Ecopetrol ha destinado cerca de 192.000 millones de pesos en recursos de inversión socio ambiental frente a los 60.000 millones de pesos invertidos en los primeros nueve meses del año 2019. Como hito del trimestre destacamos el ingreso de Ecopetrol a la iniciativa The Valuable 500, conformada por compañías comprometidas con la inclusión de personas con discapacidad en sus operaciones.

En el frente de gobernanza, la compañía reportará nuevamente al Dow Jones Sustainability Indexes y al Carbon Disclosure Project, CDP, y se adhirió al International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, IPIECA, por sus siglas en inglés, para promover avances en el desempeño ambiental y social de la industria del petróleo y del gas.

Asimismo, avanzamos en la evaluación de la adopción del estándar de reporte en materia de sostenibilidad, SASB, y las recomendaciones del grupo de trabajo sobre revelaciones financieras relacionadas con el clima TCFD.

En el frente ambiental, destacamos logros en cuatro ejes de nuestra estrategia.

En primer lugar, incrementamos nuestro porcentaje de reutilización de agua en las operaciones, pasando del 62% en el tercer trimestre del 2019 al 64% al cierre del tercer trimestre del presente año.

En segundo lugar, con respecto a nuestra estrategia de emisiones fugitivas y venteos, hemos monitoreado alrededor del 20% del total de las instalaciones de la vicepresidencia de producción, identificando 752 fugas. A septiembre de este año hemos cerrado el 66% de dichas fugas, es decir, 496 de ellas y contamos con un plan detallado para el cierre definitivo de las fugas restantes.

En tercer lugar, apalancados en el uso de la tecnología estamos avanzando en el análisis de imágenes satelitales provenientes de la Agencia Espacial Europea Tropomi con el fin de verificar las zonas con mayores concentraciones de metano en nuestra operación a nivel nacional. Esperamos que este análisis esté finalizado en diciembre del año 2020.

Finalmente, en el mes de agosto firmamos el contrato para la construcción del Parque Solar San Fernando que con una capacidad de 59 megavatios será el mayor parque de autogeneración solar del país y cuya construcción empezará en noviembre del 2020.

Asimismo, seguimos trabajando para cumplir con nuestra meta de incorporar 300 megavatios de capacidad de generación con energías renovables al año 2022, por lo cual lanzamos el proceso competitivo de contratación de una nueva ola de proyectos por un total de 112 megavatios en diferentes regiones del país.

Pasemos ahora por favor a la siguiente diapositiva.

Ecopetrol ha demostrado su resiliencia, capacidad de adaptación y alto compromiso de sus colaboradores con la operación eficiente, segura, ética y responsable. Para el cierre del año 2020 seguimos comprometidos con las metas operacionales, financieras y de tecnología, medioambiente, social y gobernanza, TESG, del nuevo plan de negocios 2020-2022 que presentamos en el trimestre anterior y las cuales protegen los principales pilares de la estrategia, aseguran la sostenibilidad del grupo y ratifican nuestro compromiso con la gestión del cambio climático, la transición energética y el desarrollo social de los territorios donde operamos.

Antes de pasar a la sesión de preguntas y respuestas, quiero invitarlos a descargar de nuestra página el tablero de TESG un producto que es nuevo y que está pensado en ustedes y que incluye datos históricos de los principales indicadores ambientales, sociales y de gobernanza, así como las metas del Grupo Ecopetrol para avanzar hacia un futuro sostenible.

Nuevamente, muchas gracias a todos por su participación en esta conferencia de resultados.

Abro ahora la sesión de preguntas y respuestas.

Operadora: 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 visite la tecla #. Recuerde, si usted tiene una pregunta, por favor presione *1.

Y tenemos nuestra primera pregunta de Ricardo Sandoval de Bancolombia.

Ricardo Sandoval: Buenos días, Felipe, Jaime y Alberto. Felicitaciones por los resultados. Yo tengo dos preguntas.

La primera es sobre yacimientos no convencionales, y es teniendo en cuenta el avance que se ha dado en el esquema planteado por la ANH que ha sido bastante positivo en contra, digamos de, de todo lo que uno podría esperar, me gustaría de pronto que ustedes nos dieran un poco más de color sobre cuándo creen que podría llegar a ser la primera perforación del primer piloto, cuándo se podría llegar, digamos, a evaluar desde el punto de vista político este tema y si de pronto tienen alguna expectativa de cuándo puede llegar a ser la producción a gran escala si salen exitosos los pilotos, pues, sería muy, muy bueno.

La segunda pregunta es respecto a las reservas, y bueno, ya estamos cerrando el año, ya prácticamente tenemos lo que va a ser el precio SEC para evaluar las reservas y me gustaría saber si ustedes de pronto tienen algún tipo de comentario al respecto.

Esas serían las dos preguntas. Gracias.

Felipe Bayón: Ricardo, muy buenos días y gracias por participar de la llamada y gracias por las preguntas.

En términos de no convencionales, efectivamente esperamos que hacia final del mes de noviembre podamos estar suscribiendo los contratos con la ANH, ya tenemos todo el marco normativo, el marco regulatorio, pues, estamos terminando de hacer el análisis precisamente de requerimientos y demás.

¿Qué tenemos que hacer después de eso, Ricardo? Pues, empezar el trabajo en detalle para los estudios de impacto ambiental, pues tenemos ya una gran cantidad de información de base, pero hay que hacer algunos temas detallados y dependiendo del otorgamiento de las licencias podremos empezar actividades.

Entonces, en ese sentido, esperamos tener las licencias y poder hacer actividad y esperamos que esto arranque antes de finalizar el próximo año. Dependerá después, primero en términos de la perforación como tal, del completamiento de la fractura de los pozos, y pues esto todavía tiene algún nivel de incertidumbre, sin embargo, pues vemos con beneplácito y con muy buenos ojos que hayamos avanzado hasta donde estamos.

Nosotros, lo hemos dicho anteriormente, la decisión sobre los no convencionales basada en información científica, en información técnica, utilizando el proceso de los proyectos pilotos de investigación integral, pues consideramos es la manera correcta de hacerlo, permitirá que sea la ciencia y los datos técnicos los que nos informen sobre los impactos potenciales que tiene esta actividad, y sobre todo cómo mitigarlos, y hemos dicho, pues que queremos que esto sea como operar dentro de una pecera donde todo el mundo tenga visibilidad de lo que estamos haciendo. Y en ese sentido, pues el país podrá tomar una decisión sobre la conveniencia o no de hacer los no convencionales en gran escala.

Desde el punto de vista de producción de gran escala que es la segunda parte de la primera pregunta, voy a poner el ejemplo del Permian. Nosotros en Permian con OXY arrancamos producción en noviembre del 2019 y a junio del 2020 logramos 17.900 barriles de producción dentro de la compañía, o sea, esa actividad que rápidamente se puede escalar, que se puede, de alguna manera expandir, pero pues claramente dependerá de las condiciones particulares. Entonces, por ahora, mirando el tema de todo el proceso, pero muy complacidos con el avance.

En el tema de reservas, y efectivamente pues nos faltan un par de datos sobre precio SEC, hemos visto, pues que ha estado entre, no sé, altos treinta y picos y la mitad de los cuarentas con alguna volatilidad. Qué estamos viendo nosotros, y si bien el ejercicio de reservas pues es un ejercicio que se termina al finalizar el año, nosotros cuando pensamos en adiciones de reservas, posibilidad de hacer *debooking* o de sacar algunas reservas de los libros, por efecto del precio, también por efecto de algunos perfiles de inversión hacia adelante, uno sí podría decir que eventualmente podemos tener una disminución de reservas entre un 15 y un 20%.

Y Ricardo, tal vez, pues destacar que es la primera vez que creo que estamos dando ese tipo de *guidance*, nos parece oportuno, nos parece importante, mirando antecedentes como el de la crisis del 2015 y del 2016, pero también pensando en la capacidad que hemos tenido de recuperación muy rápida.

Y cierro con esto, las reservas pueden dejar de ser económicas y se pueden reclasificar, ahí el desafío otra vez es qué tan rápido podemos volver a hacer estas reservas económicas, volver a ponerlas en la parte de reservas probadas y eso dependerá en gran medida de los procesos internos, de las eficiencias, de las optimizaciones y de la utilización de tecnología.

Ricardo, muchas gracias.

Operadora: Y tenemos nuestra segunda pregunta de Andrés Cardona de Citigroup.

Andrés Cardona: Muy buenos días a todos. Yo tengo dos preguntas.

Felipe, cuando ustedes hicieron la adquisición del Permian nos mostraron unas curvas en donde mostraban la evolución de la productividad por pozo. Entonces, mi primera pregunta es si de pronto tienen data actualizada y dado que ya tienen casi un año de producción, comentar sobre, digamos, cómo han visto los raches de producción petróleo y gas, la declinación versus lo que inicialmente estaban esperando.

Y la segunda pregunta es si en la actualización de la estrategia revisaron también el precio sobre el cual sancionan los proyectos, y si fuese el caso, si nos explicaran qué proyectos se quedaron afuera o se están viendo retrasados.

Y tal vez una última pregunta, si tienen el dato de cuántos pozos de desarrollo y exploración esperan perforar en el 2020.

Muchas gracias.

Felipe Bayón: Andrés, gracias y gracias por la pregunta.

El primer tema, desde el punto de vista del JV en el Permian con OXY. Nosotros direccionalmente qué estábamos viendo, digamos, una distribución de producción de alrededor del 80% de líquidos, 20% gas, direccionalmente, ¿no? En orden de magnitud y hemos estado en ese rango, que uno puede hablar del 78% al 80%, al 82%.

Igual, pues tenemos, si bien tenemos un año de producción, apenas tenemos 22 pozos y eso yo creo que es bien importante también poder mirarlo. Estamos perforando la segunda tanda de 22 pozos que esperamos cerrar al final del año donde tendremos más información. Pero en términos generales uno diría estamos dentro de lo que estábamos esperando, ¿no? Estamos dentro del rango de lo esperado.

La declinación, pues también estamos viendo que se está comportando en línea con lo que teníamos, nuevamente, tenemos datos limitados, si bien tenemos un año, pues tenemos que esperar, yo creo, a tener un poco más de información. Pero nuevamente, la operación está andando bien, tenemos dos taladros operando en el Permian.

Importante, por ejemplo, pues recordar que es una operación que tiene un *break even* o un costo operacional entre 7 y 10 dólares, ¿no? Entonces, estamos complacidos y sobre todo nos ha demostrado, Andrés, que es una operación que puede reaccionar muy rápidamente a cambios, pues obviamente este fue un cambio dramático y súbito, pero se puede ajustar muy rápidamente, o sea, yo creo que es un punto importante.

En cuanto a la estrategia de sanción de proyectos, efectivamente nosotros teníamos antes un escenario que era de 55 dólares, hoy estamos hablando de una senda que es escalonada, si uno mira el 2020, 30 dólares, el 2021, 37, el 22, 43, y de ahí en adelante 50 dólares. O sea, pasamos de una línea plana a un escalonamiento, pues que de alguna manera refleja la realidad que hemos visto en términos de la crisis de precios y de la pandemia.

Cuando nosotros hicimos la re sanción como tal hace ya unos meses, no dejamos proyectos

cancelados, no cancelamos proyectos por re sanción, habiendo dicho esto, pues ustedes vieron el *guidance* de CAPEX de 2.500 a 3.000 y vemos que ha sido, pues bien recibida por la mayoría de ustedes como señal. Pues, sí hay algunos proyectos que se pueden demorar en el tiempo, y pensemos también, Andrés, que hay un elemento que tiene que ver con toda la situación de entorno, Jaime lo decía ahora en la llamada, el tema de protocolos de bioseguridad, el tema de relacionamiento con comunidades, tuvimos que parar muchas cosas y, pues eso ha generado algunos impactos sobre todo en la velocidad a la cual estamos ejecutando algunos de esos proyectos.

Pero bueno, tendremos más detalles sobre proyectos más adelante, pero nuevamente, pues vemos que el nivel de CAPEX está adecuado. Y la buena noticia, pues hemos podido retomar casi 350 frentes de trabajo, en proyectos y en ejecución de proyectos en el país.

No sé, Jaime, si quieres adicionar alguna cosa a la pregunta de Andrés.

Jaime Caballero: Sí, Felipe.

Quizá lo que agregaría, pues dentro de ese contexto es, cuando uno ve los próximos tres años porque ustedes saben que en el plan previo a la crisis hablábamos de un rango entre 13 a 17 billones, ahora estamos hablando en un rango entre 11 y 13 billones, y como dice Felipe, más que cancelamientos son desplazamientos en el tiempo de los proyectos y desplazamiento también de estudios y maduración de actividades.

Cuando uno ya entra a ver un poco como los grandes, las grandes contribuciones a ese cambio en el rango, hay unos tres o cuatro temas pues que se destacan, claramente el ritmo de actividad en el Permian tiene un desplazamiento en el tiempo, ¿sí? El Permian en el plan anterior era muy intensivo en el 2020 y este año, si bien hemos reactivado, no tiene esa intensidad de capital, ese es un tema grande, o sea, solamente en el 2020 hubo un cambio en el Permian de alrededor de 500 millones de dólares.

Los temas de sísmica también se destacan, la sísmica tuvo un desplazamiento bien importante, básicamente alrededor del 50 %, pues de la sísmica en total y el 100 % de la sísmica que no estuviera contratada, se aplazó, eso también tuvo una contribución importante.

El tercer tema cuando uno habla de los estudios y las etapas tempranas de maduración, particularmente gira alrededor de algunos proyectos que tienen recobro secundario y terciario con *break even* retados, esos proyectos no los estamos abandonando, pero sí los estamos desplazando en el tiempo para hacerlos, pues nada, adelante en un entorno de precios más favorable, ahí particularmente están, por ejemplo, las temáticas de inyección de vapor.

Y por último, el otro factor importante fue en las inversiones de continuidad operacional que son inversiones que no son de crecimiento, son inversiones asociadas a, pues a la continuidad operativa y lo que hicimos fue un ejercicio de priorización importante, basado en riesgo, ¿sí? Donde todo lo que tuviera un riesgo medio alto, debe ser fondeado y está siendo fondeado, pero actividades que pudieran ser optimizadas en el tiempo, se optimizaron y eso también tuvo una contribución importante.

Esos son como los cuatro componentes más significativos, gracias.

Felipe Bayón: Jaime, gracias. Y le voy a pedir a Alberto que nos ayude con el tema de los pozos que esperamos ver al final del año. Alberto, adelante.

Alberto Consuegra: Andrés, muchas gracias por tu pregunta. Buenos días.

Y básicamente te la respondería de la siguiente forma: en materia de exploración, nosotros teníamos inicialmente un plan de 14 pozos, hoy en día estamos viendo 17 y eso es porque hemos incrementado la actividad en la Costa Caribe *on shore* a través de Hocol, entonces 17 pozos exploratorios.

En materia de pozos de desarrollo, lo que estamos viendo hacia finales de año es alrededor de 138 pozos, y básicamente, esperamos que muy al finalizar el año podamos tener un incremento de actividad que nos permita posicionarnos muy bien hacia el 2021 donde tenemos la expectativa, pues, de incrementar de forma notable el número de pozos.

Operadora: Les recordamos que para tener la mayor cantidad de preguntas, le pedimos el límite a máximo a dos preguntas por analista. Y recordarles que si tienen una pregunta, por favor presione *1.

Y nuestra pregunta es de Nicolás Erazo de Credicorp.

Nicolás Erazo: Muy buen día, Felipe, Jaime, Alberto y a todo el equipo de Ecopetrol, muchas gracias por la llamada y felicitaciones por los resultados en un entorno tan complejo y difícil. Yo nada más tengo dos preguntas por mi lado.

La primera es una pregunta del lado del *upstream* y quería saber si nos pueden compartir los *netbacks* o utilidades operacionales por barril o por millón de BTU entendiendo que queremos entender el *netback* de petróleo y el *netback* de gas o separados si los pueden tener.

Y la otra pregunta acerca del *downstream* o refinaciones, qué variables o qué indicadores podríamos ver ya sea en precios o en volúmenes para poder ver de pronto un punto de inflexión en las utilidades del trimestre.

Felipe Bayón: Nicolás, gracias.

Voy a arrancar con el *down*, con el tema del *down*. Después le pido a Jaime o a Alberto que nos ayuden con los datos del *up*.

En términos del *down*, y esto a manera como de marco de referencia, en la Refinería de Cartagena tuvimos que bajar cargas en abril y mayo, hoy estamos en 355.000 y 160.000 barriles, esta es, digamos, muy buena noticia, recuperación desde el punto de vista de la carga, inclusive en septiembre cargamos la refinería con 100% crudo colombiano, y eso es súper importante desde el punto de vista de márgenes.

En la Refinería de Barranca tuvimos que bajar también carga de 220.000 - 230.000 barriles que traíamos a casi 120.000 - 130.000, hoy estamos en alrededor de 180.000 barriles, o sea, vemos una recuperación en Barranca pero no estamos donde quisiéramos estar y estamos esperando ver que siga subiendo la carga de las refinerías. Entonces, primera variable, cargas de refinerías.

Segunda variable, el margen bruto. Nosotros el año pasado veíamos márgenes por encima de, pues de dos dígitos y direccionalmente uno esperaba que la industria se comportara así, hoy en día la industria de refinación, pues está súper apretada, está retada y, digamos, que los márgenes han sido más bajos, han estado en un solo dígito. Habiendo dicho eso, segunda variable, margen de refinación, esperamos estar en un dígito y esperamos estar en la parte más alta de un dígito, no sé, uno puede pensar entre 7 y 8 dólares por barril aproximadamente, entonces yo creo que esas son las dos variables principales.

Qué más tenemos que ver, pues obviamente la recuperación de la demanda, yo creo que es importantísima, el *down* está, tiene pues una correlación directa con qué tanta gasolina diesel y Jet estamos vendiendo. Gasolina, orden de magnitud está alrededor de 110.000 barriles al día, el Diesel también 110.000, debemos llegar a unos 120.000 barriles o un poquito más. Entonces, hay recuperación en Diesel y en gasolina, el Jet va a tomar más tiempo.

Jaime, no sé si puedes agarrar por favor la pregunta del *up* y si quieres adicionar algo en el tema del *down* también o Walter, pues adelante.

Jaime Caballero: Gracias, Felipe, gracias, Nicolás.

Nicolás, te soy totalmente franco, nosotros no utilizamos el concepto de *netback* que utilizan otras compañías puntualmente, tú has visto que nosotros nunca en nuestros reportes nos referimos a eso, utilizamos otras métricas, pero como para darte un estimado o un *proxy*, lo que te diría es que dentro del *up* estamos viendo a mano alzada un margen de crudo actualmente que está alrededor del 30%, eso se está traduciendo, dependiendo del campo entre 8 y 20 dólares por barril, hay una gran diferencia campo a campo, dependiendo de lo que estemos hablando.

Y en gas, en general, en general, lo que vemos son márgenes alrededor de 40%, 40-45 %, hay unos que están un poco más arriba de eso, pero eso es en general como los *proxys* que te podría dar, pues para calcular el margen discriminado crudo versus gas.

Una temática que queremos hacer, aprovechó, es que hacia adelante, ustedes han visto que hemos estado aumentando un poco la transparencia alrededor de las métricas de gas, esto direccionalmente va hacia que en los estados financieros ustedes puedan ver separadamente como los dos rubros, pero ese tema todavía lo estamos afinando y por eso no me quiero aventurar a darte *netbacks* definidos.

Gracias.

Walter Canova: Felipe, para completar lo que usted indicó a Nicolás sobre el *downstream*, creo que el otro tema es que nosotros como parte del plan de re sanción definimos un ajuste en los costos operativos del 20% a nivel de segmento *downstream*, y venimos, digamos, respetando y esperamos cerrar en los costos operativos en línea con lo que hemos definido, entonces esa es otra palanca importante para la continuidad de la rentabilidad del *downstream*.

En particular, en el EBITDA como se mencionó el tercer trimestre fue el mejor trimestre del año para el segmento del *downstream* y a la medida que las cargas se vayan recuperando, como indicó Felipe, los márgenes, hay una leve tendencia a crecer, si bien como dijo Felipe, se mantiene en el orden de un dígito y con un estricto control de los costos, esperamos

sostener y mantener el EBITDA positivo en el *downstream*. Todo esto también está apalancado de manera importante por unos excelentes resultados en el negocio de Essentia en la parte petroquímica del *downstream*.

Gracias, Nicolás.

Felipe Bayón: Muchas gracias.

Operadora: Y la siguiente pregunta viene de Daniel Guardiola de BTG.

Daniel Guardiola: Buenos días. Yo tengo un par de preguntas principalmente sobre la operación.

Y mi primera pregunta es sobre la producción, me gustaría saber, digamos, por qué la recuperación de la producción ha sido tan lenta, digamos, en el trimestre a trimestre solamente subió en 3.500 barriles diarios, en un trimestre donde vimos mejoras sustanciales de precio del petróleo superiores al 30% y una aceleración muy fuerte del CAPEX. Y en ese mismo sentido, me gustaría saber cuáles son los retos hacia adelante que tiene la recuperación de producción de Ecopetrol.

Mi segunda pregunta, es sobre *Hedging*, sobre estrategia de cobertura, especialmente considerando que los fundamentales del mercado del petróleo se han ido deteriorando en los últimos días, bueno, últimas semanas, de hecho, tanto por el lado de la oferta como por el lado de la demanda. Me gustaría saber si nos pueden compartir cuál es la estrategia de *Hedging* de Ecopetrol para el cuarto trimestre y para el 2021.

Y si puedo meter una tercera, no sé si me puedan dar algo de color sobre la Ronda Campos 2020, cuánta producción está empezando a desinvertir y cuántos son los montos que esperan recibir a través de esta ronda de subastas.

Felipe Bayón: Daniel, buenos días y gracias por las preguntas.

Voy a dar un poco de contexto en las tres preguntas. Y después les pido a Alberto y a Jorge que nos hablen del tema de producción y la recuperación y de los retos. *Hedging* después le pido a Jaime. Y en Rondas Juan Manuel Rojas.

Desde el punto de vista de recuperación de producción, pues parte, Daniel, ha estado acompañada nuevamente por la entrada, digamos, a muchos de los territorios en frentes de trabajo, había producción que teníamos cerrada por rentabilidad que hemos venido abriendo, y esto definitivamente pues hay que hacerlo con unos incrementos graduales manejados también para no impactar los yacimientos. Entonces, y ahorita pues Alberto y Jorge nos darán más detalle.

Retos hacia adelante, yo creo que el principal, Daniel, y lo mencionaba, es el precio, dónde va a estar el precio, hay volatilidad, hay incertidumbre, y también yo creo, el impacto que pudiese tener un rebrote del virus en demandas que nuevamente lleve a que los consumos de los productos que refinamos sean más bajos y que esto tenga un impacto en términos de producción.

Desde el punto de vista de *Hedging* seguimos haciendo, digamos, las coberturas tácticas de manera rutinaria, lo hacemos, digamos, todo el tiempo desde el punto de vista comercial

se hicieron estratégicas, unas coberturas estratégicas en el segundo trimestre que fueron absolutamente críticas y fundamentales, si Jaime nos puede dar más detalle.

Entonces, Alberto y Jorge, si nos ayudan con producción, Jaime con *Hedging* y Juan Manuel con el tema de la ronda. Adelante.

Alberto Consuegra: Daniel, buenos días, gracias por tu pregunta.

Yo caracterizaría el tema de producción de la siguiente manera, nosotros arrancamos el mes de abril con producción cerrada del orden de 34.000 barriles, afectado por la combinación de eventos operacionales y la crisis de precios y del COVID. Definitivamente el tema de la pandemia nos ha afectado el nivel de actividad, quisiéramos haberlo hecho más rápido pero esa curva ascendente de producción no ha sido de esa forma, no se ha comportado de esa forma. Sin embargo, sí te puedo decir que hoy en día hemos reducido a la mitad esa producción cerrada que teníamos, el número de pozos ha variado significativamente, nosotros llegamos a tener más de 500 pozos cerrados en ese segundo trimestre, y hoy en día estamos en un rango de 270 - 220, con una expectativa de pues lograr abrir toda esa producción hacia finalizar el año.

Además de eso, viene un tema que se ha pronunciado, particularmente en el tercer trimestre, y es conflictividad social a raíz de la pandemia, la necesidad de empleo en las regiones, y eso pues también ha generado impactos en producción. Nosotros estamos viendo un mejor comportamiento de la producción ya en el mes de octubre, con tasas por encima de los 690.000 barriles que nos llevan a pensar que pues vamos a tener un cuarto trimestre muy de cerca con el *guidance* que hemos venido dando.

Jorge, no sé si tienes algo más que agregar.

Jorge Osorio: Sí, Alberto, buenos días. Sí, Daniel, buenos días.

Si nosotros miramos si la re sanción del plan que, pues, anunciamos hace un par de meses, definimos para el 2020, 700.000 barriles de producción equivalente diaria. Y desde la reactivación que hemos estado teniendo desde abril hasta hoy, hemos incrementado más de 24.000 barriles y en este momento estamos en línea con el compromiso de los 700.000 barriles. En otras palabras, la meta que nos propusimos estamos en línea para llegar ahí.

Hacia adelante, pues adicional a los retos que ya mencionó Felipe y Alberto, la actividad de inversiones que nos traen barriles incrementales, en la medida que se va desplazando, tal como ya lo explicó también hace unos minutos Jaime, hace que esa producción incremental se desplace también en el tiempo y eso pues nos lleva a unos volúmenes incrementales que se están tomando un poco más de tiempo. Obviamente, estamos en la formulación del nuevo plan 2021 a 2023 y allí tendremos una nueva definición pues que será anunciada, por supuesto, en el primer trimestre del año entrante.

También trabajamos en el tema de maduración de proyectos, tenemos unos proyectos que a los precios actuales pues son retos y estamos buscando con el equipo técnico forma de viabilizarlos, eso también pues nos ayudará en el plan hacia adelante.

Muchas gracias, Daniel.

Juan Manuel Rojas: Daniel, Juan Manuel Rojas, para responder tu pregunta alrededor de la Ronda Campos.

Como Alberto mencionó en su presentación, estamos ofreciendo nueve campos, tres de ellos en la zona de los llanos, tres de ellos en el valle superior del Magdalena y tres de ellos en el valle medio del Magdalena. El proceso está *ongoing*, actualmente ya tenemos bastantes interesados mirando los *data rooms* y con los *management presentations ongoing*, está prevista la subasta para llevarse a cabo el 3 de diciembre.

Y en esos Campos actualmente, en el de los Llanos particularmente, estamos produciendo alrededor de 2.500 barriles por día, a la fecha del lanzamiento del proceso, en los del valle superior del Magdalena estábamos con 300 barriles por día. Tienen posibilidades importantes de perforación *infield* para aumentar el factor de recobro, llevando del promedio de 10% a 17% - 20%, y por eso pues se requieren compañías que sepan de eso y también tienen oportunidades exploratorias atractivas. Aspiramos nosotros a poder cerrar el proceso del 3 de diciembre con la subasta. Y en relación con las expectativas de precio, eso nos lo reservamos porque estamos haciendo la actualización de las valorizaciones ahora en noviembre.

Espero poder haber respondido tu pregunta con eso.

Felipe Bayón: Juan Manuel, gracias. Y Jaime, por favor.

Jaime Caballero: Sí, señor. Daniel, en relación al tema de *Hedging*, pues como ustedes saben, nosotros hemos estado pues implementando una política que tiene dos aristas. Hay una que es las coberturas estratégicas que es alrededor de precio y pensando en horizontes de mediano plazo, de la perspectiva de precio. Y hay unas que son las tácticas que son las que soportan pues operaciones rutinarias comerciales.

Lo que te diría yo, en resumen, es que *Hedging* hicimos muchas en el segundo trimestre asociadas a garantizar, o sea, con un objetivo muy concreto que era garantizar el flujo de nuestros barriles al mercado y garantizar un precio piso que nos permitiera operar con rentabilidad, esas tuvieron éxito, no tuvimos necesidad de hacer en el tercer trimestre y no estamos contemplando hacerlas en el cuarto trimestre. Para el próximo año el 21 el tema sigue en evaluación, es un tema que permanentemente estamos mirando para ver pues si hay un buen costo-beneficio alrededor de la cobertura.

Y esto tiene que ver mucho pues con el tema del *outlook* de precio, pues, el tema de los fundamentales deterioros no, es bastante controversial, nadie tiene la bola de cristal, pero pues nosotros direccionalmente lo que estamos viendo es un Brent que va a cerrar el año entre 40 y 45 y que hacia el 2021 se está fortaleciendo, a pesar, y de hecho y ponderando, pues, todas las presiones que hay en materia de crecimiento económico, sí vemos que hay otros efectos que contrarrestan eso y que direccionalmente llevan el Brent a subir. Habiendo dicho eso, como digo, el tema lo seguimos evaluando.

Por el lado de las tácticas, cada vez estamos haciendo más coberturas tácticas, tienen dos o tres como objetivos particulares en este momento. Uno, evitar o protegernos del riesgo de fluctuación de precio entre el momento que hacemos las transacciones y cuando se liquidan. Dos, protegernos también del riesgo asociado a fluctuaciones en precio de fletes. Y tres, en algunas negociaciones puntuales nos permiten garantizar unas condiciones comerciales que de otra manera no lograríamos. Eso es lo que estamos haciendo, Daniel,

gracias.

Operadora: Y la siguiente pregunta viene de Juan Díaz de Porvenir.

Juan Díaz: Gracias, buenos días.

Yo solamente tengo una pregunta con respecto al diferencial de precios. Me gustaría entender un poco qué parte de esa mejora que vimos en el tercer trimestre se debe a la recuperación de la demanda global y qué parte de, digamos, se debe a una estrategia como tal de la compañía, esto en miras de que en un posible deterioro de la demanda en el cuarto trimestre, si se llegara a dar, digamos, cómo se podría esperar o cómo podríamos ver esa evolución de ese diferencial. Gracias.

Felipe Bayón: Juan Pablo, gracias.

Le voy a pedir a Pedro Manrique que nos dé más detalle, pero importante mencionar que las ventas que hacemos para exportación se hacen dos meses visto, o sea, nosotros vendemos y para entregar dentro de dos meses, entonces, pues ya tenemos visibilidad sobre el resto del año. Sin embargo, pues le voy a decir, le voy a pedir por favor a Pedro que nos dé un poco más de este detalle sobre cómo estamos viendo el tema, y efectivamente, qué tanto podemos atribuirle a la estrategia comercial y qué tanto tienen que ver con recuperación de demanda.

Pedro, adelante.

Pedro Manrique: Gracias, Felipe. Juan Pablo, gracias por la pregunta.

Efectivamente, nosotros tenemos una estrategia muy fuerte basada en el fortalecimiento de las relaciones con nuestros clientes y de llegar a clientes finales, gran porcentaje, casi el 100% de nuestro crudo hoy en día llegar refinadores y parte de la estrategia es ubicar nuestros barriles en la base de la dieta de estos refinadores. Entonces, eso nos ha ayudado a fortalecer precisamente los diferenciales de precios, nosotros en el 2019 cerramos el año muy fuertes con unos diferenciales muy bajos, gracias a esa estrategia.

Y de posicionarnos también en mercados claves alrededor del mundo, entonces nosotros estamos abriendo mercados en Asia, en el último trimestre logramos volver otra vez a poner barriles en India que es un mercado donde hay mucho apetito por crudos pesados y lo mismo en Corea del Sur.

Entonces, y obviamente, pues todo esto lo hemos logrado basados en nuestra calidad, la calidad de los crudos nuestros es una calidad muy apetecida, muy estable, y tenemos una entrega oportuna lo cual hace que, por ejemplo, el Castilla que es el crudo, el volumen más grande alrededor del 85% de nuestras exportaciones esté considerado hoy en día como el líder en el mercado de crudos pesados en América Latina.

Entonces, eso hace que nuestros diferenciales hayan estado muy fortalecidos. De nuevo, cerramos el 2019 con un diferencial muy fortalecido, el mejor de los últimos años y comenzamos en el primer trimestre tuvimos un muy buen diferencial negociado.

Y en el segundo trimestre la situación del mercado, pues, fue bastante particular porque era un momento tan difícil de la demanda que la mayoría de las compañías no pudieron ubicar

todos sus barriles en el mercado es tuvieron que forzarse a cerrar producción. Ecopetrol no tuvo que cerrar producción, logramos posicionar con todos nuestros clientes, especialmente en Asia todos nuestros barriles, a pesar de que teníamos barriles por la carga tan baja en la Refinería. En el tercer trimestre lo que volvimos fue a volver otra vez a esa senda de recuperación que hace que los diferenciales estén muy, muy fortalecidos.

Y como lo mencionó Felipe, nuestro presidente, ya tenemos vendidos para el cuarto trimestre y siguen muy fortalecidos gracias a esa estrategia comercial, y poder seguir entregando y abriendo mercados tan importantes como los de Asia.

Muchas gracias.

Operadora: La siguiente pregunta viene de Andrés Cardona de Citigroup.

Andrés Cardona: Gracias por la oportunidad de volver a preguntar.

Yo tengo dos preguntas más.

La primera es, si de pronto Jaime nos pudiera compartir las expectativas que tienen del comportamiento del capital de trabajo en los próximos trimestres.

Y la segunda es, digamos, dado lo que explicaron un poco del proceso de recuperación de la producción, si uno podría concluir que los niveles de declinación tal vez no están siendo tan marcados como históricamente hemos visto o si se mantiene en esos niveles.

Muchas gracias.

Jaime Caballero: Hola, Andrés, gracias por tu pregunta.

Voy a tomar la primera de capital de trabajo y yo arrancaré un poco como de cuáles son los *drivers* de capital de trabajo, ¿no?

En el cuarto qué tenemos, dos o tres elementos claves. Lo primero, tenemos un aumento en la actividad que es bastante determinante. Lo segundo, tenemos una mejor generación operativa, ¿sí? Esa tendencia de flujo de caja que ustedes vivieron en la presentación, estamos viendo que se mantiene y que se aumenta. Y tercero, pues tenemos unas erogaciones asociadas a los compromisos propios del cuarto trimestre asociados a deuda y a dividendos. Entonces esas como son temáticas grandes que tienen que ver con eso.

Cuando tú vas a más atrás y miras los fundamentales, un poco como en las cuentas, nosotros estamos viendo dos o tres cosas importantes. Lo primero, con la mayor actividad vienen más cuentas por pagar, probablemente.

Segundo, vemos menores o esperamos tener menores inventarios al cierre del año por una mezcla tanto de mayores ventas asociados al *run up* que estamos teniendo, de la reactivación que estamos teniendo, pero también porque a fin de año tenemos unos temas estacionales de liquidación de inventarios, ¿sí? Particularmente en el *downstream* que ese es un efecto histórico que ustedes han visto antes y que puede ser bastante representativo.

Y por último, el último tema importante en esto es, por supuesto, el precio porque al final el precio va a ser el determinante de la generación operativa, por un lado, pero también de la

valoración de los inventarios, ¿no?

Entonces, te estoy dando como que todos los elementos del menú, pues, para que veas cómo estamos sopesando eso. Ahora, ¿direccionalmente qué asumimos nosotros dentro de nuestro plan? O sea, nuestro *forecast* financiero tiene un ligero, diría yo, ligero aumento en el capital de trabajo hacia fin de año, o sea, el balance de todas estas actividades nos da un aumento en el capital de trabajo hacia el cierre del año, eso es lo que estamos viendo.

Gracias, Andrés.

Felipe Bayón: Jorge, agarra por favor la pregunta sobre declinación, adelante.

Jorge Osorio: Gracias, Felipe.

El nivel de declinación que teníamos para el 2020 en el plan original estaba entre un rango entre el 14% y el 19%, luego de la crisis y en nuestro plan re sanción, contemplamos una declinación promedio de 17%, la cual se mantiene dentro del rango del plan original y estamos en esos niveles.

¿Qué nos ha ayudado a mantener un nivel de declinación, pues, más bajo de lo que se hubiese esperado dada la crisis? Uno, tenemos un plan de mejora en el diseño operacional, donde pues hacemos todo el seguimiento de nuestra producción diferida, tenemos metas de reducción de las mismas y nos está yendo bien en ese tema.

Segundo, parte de la iniciativa que tenemos en tecnología, incluye un proyecto que denominamos Campos Integrados el cual permite tener acceso a la información de cada uno de nuestros activos, de cada uno de nuestros pozos, hacemos seguimiento en tiempo real del estado y condición de cada uno de estos pozos, su comportamiento, y tomamos acciones tempranas. La tecnología nos ha permitido disminuir los tiempos de detección y reacción frente al comportamiento de producción de los diferentes Campos.

Y tercero, pues nos ha permitido también entrar al nivel de detalle de monitorear nuestros proyectos de recobro secundario de recobro terciario e irlos ajustando, en la medida de que vamos obteniendo datos operacionales.

A través de estos temas pues creemos que vamos a estar en ese rango de declinación entre 14% y 19% tal como lo habíamos previsto.

Muchas gracias.

Operadora: Y tenemos la siguiente pregunta de Carlos Rodríguez de Credicorp Capital.

Carlos Rodríguez: Buenos días, Felipe, Jaime, Alberto.

Tengo dos preguntas, la primera es con respecto a los ingresos del *midstream* si nos puede especificar cuánto es el detalle del no reconocimiento de los contratos *ship-or-pay* en disputa y cómo es el efecto en caja y el efecto contable, si nos pueden dar más detalle.

Y la segunda, es con los proyectos de autogeneración, cuál es el objetivo en la participación de consumo, pues, digamos que estos proyectos actualmente pesan el 0,4 % de todo el consumo, si tienen alguna meta. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Carlos, gracias. Voy a arrancar con el tema de autogeneración y después le pido a Milena López que nos ayude con el tema del *mid*.

En términos de autogeneración, pues ustedes han visto, tenemos ya una planta en Castilla, en el Meta, 21 megavatios de capacidad instalada, anunciamos una segunda planta en San Fernando, 59 megavatios, esto nos llevaría a tener unos 80 megavatios a mitad del próximo año.

Lo segundo que hemos hecho recientemente es, internamente en Ecopetrol, liberar el proceso para entre varios proyectos llegar a 112 megavatios adicionales, o sea, que prácticamente estaríamos llegando a 200 megavatios y esto está en el contexto de los 300 megavatios como mínimo que queremos tener principalmente entre solar y algo de eólico de aquí al 2022. Hoy pues capacidad instalada es baja, son esos 21 megavatios, pero la idea es que cuando tengamos 300 megavatios si uno ve que la capacidad instalada es de alrededor de 1.300 megas en el grupo, pues estará subiendo casi hasta el 20%.

Y el último dato en términos de autogeneración, el campo de Castilla está cumpliendo un año de operación ahora en octubre, contarles que, pues, adicional a la reducción de millones que estimamos de un poco más de 150.000 toneladas de CO2 equivalente en la vida del proyecto, este primer año nos ha permitido ya ahorrar 1 millón de dólares en costos de generación en energía que son fundamentales para la operación y para el *lifting cost*.

Entonces ese es un poco el panorama, Carlos, le voy a pedir a Milena que nos explique los temas del *mid*. Adelante, Milena.

Milena López: Gracias, Felipe. Hola, Carlos, habla Milena López.

Cuando nosotros vemos las cifras financieras del *mid* este año y las comparamos con las del año pasado, hay un componente importante sobre los contratos que están en disputa. Si ustedes recuerdan, tenemos una serie de contratos *ship-or-pay* con Frontera, Canacol y Vetra, que cubren el oleoducto bicentenario y el oleoducto Caño Limón que están en disputa y están en un proceso de arbitraje.

Por efectos de la norma NIIF 15, nosotros desde el punto de vista contable no estamos registrando este ingreso, el ingreso de todos estos contratos en disputa es de aproximadamente 200 millones de dólares al año, cuando miramos en particular la cifra acumulada al 30 de septiembre de este año, hay 586.000 millones de pesos de ingresos de esos contratos que nosotros facturamos que no están reflejados en los ingresos contables de la compañía por efectos de NIIF 15. Entonces, en el acumulado del impacto es de 586.000 millones de pesos, cuando lo miras efecto año completo, estamos hablando de aproximadamente 200 millones de dólares.

Estos ingresos son lo que estamos disputando en los tribunales de arbitramento, una vez haya un fallo, si es favorable, se incluirían entonces los ingresos de la compañía, pero en este momento desde el punto de vista contable, si bien nosotros estamos capturando estos contratos porque creemos que estos contratos están vigentes por normas NIIF no los estamos reflejando contablemente en el ingreso de la compañía.

No sé si queda claro.

Carlos Rodríguez: Perfecto, Milena y Felipe. Claro que sí, muchas gracias.

Felipe Bayón: Gracias, Carlos.

Operadora: Y la siguiente pregunta viene de Augusto Uribe de AIG.

Augusto Uribe: Hola, buenos días, gracias por la llamada.

Tengo una pregunta respecto de la caja, ustedes mencionaron al principio 12 billones de pesos de caja, solo del balance he oído alrededor de 7, podrían explicar cuál es la diferencia o estoy, digamos, mirando los resultados erróneamente. Gracias.

Felipe Bayón: Jaime. Augusto, gracias por la pregunta y Jaime nos ayuda con la respuesta.

Jaime Caballero: Hola, Augusto.

Básicamente cuando hablamos de la caja estamos hablando del total disponible a corto plazo, los 7 billones son *cash* y el saldo que nos lleva a 12 son *cash equivalent* porque son inversiones de portafolio que se puede liquidar a corto plazo, son inmediatamente liquidables, eso te lleva a los 12 billones.

Augusto Uribe: Gracias.

Operadora: Y la siguiente pregunta viene de Andrés Duarte de Corficolombiana.

Andrés Duarte: Buenos días, muchas gracias. Tengo dos preguntas.

La primera está relacionada con los volúmenes veo, sí, veo que al mirar la evolución de volúmenes de manera trimestral, hay una leve disminución en el volumen, digamos, en las ventas totales de 3.2% contra el trimestre anterior, y si miramos qué ha pasado a nivel de exportación y qué ha pasado a nivel de ventas locales, el comportamiento es bien diferente de crecimiento en ventas locales es bien importante de 27% y de crecimiento un poco más de 17% en exportaciones. Entonces quería que por favor nos explicaran un poco de, pues digamos, en qué consistía esa evolución. Y quería saber también si algo tiene que ver la entrada del modo 2020 en esta evolución, específicamente en la venta de productos. Es la primera pregunta.

Y la segunda, aprovechando que Felipe dio un *guidance* de entre 15 % y 20% de *debooking* de reservas, quería saber qué tanto han cambiado las expectativas de ustedes con respecto a lo que estaban viendo en el primer trimestre. Y la pregunta tiene que ver con que ustedes en el primer trimestre, de hecho, registran un *impairment* en donde más o menos, un poquito menos de 0,5 billones, pues, se le estaba metiendo a recursos naturales. Entonces quiero saber pues qué tanto ha cambiado el panorama como para ir dimensionando cuál va a ser el impacto, cuál pueda ser el impacto de este *debooking* a nivel de un *impairment* para el cuarto trimestre.

Muchas gracias por tomar mis preguntas.

Felipe Bayón: Mil gracias.

Voy a arrancar con el tema de la segunda pregunta. Efectivamente, pues damos *guidance*

entre 15% y 20% de reducción en el nivel de reservas, sujeto pues a lo que pase de aquí a final de año y demás, inclusive pues a terminar de mirar todos los perfiles de inversión, sobre todo teniendo cuenta la regla de los cinco años hacia adelante.

En términos de *impairment*, nosotros hicimos un *impairment* de manera proactiva, de manera rápida en el primer trimestre, muchas compañías lo hicieron en ese trimestre o en el segundo trimestre, y Jaime lo decía hace un rato, pues no hemos tenido, no hemos visto la necesidad de hacer ningún *impairment* tradicional en el segundo o tercer trimestre. Tenemos que cerrar el año, todavía hay varias variables que habrá que mirar, pero efectivamente, pues el tema ahí del *impairment* a veces es un tema crítico, es un tema fundamental y un tema que estaremos mirando en mucho detalle. Pero no hay en este momento, digamos, un relacionamiento directo entre uno y otro, y pues tenemos que terminar los análisis.

Le voy a pedir a Jaime, inclusive pues que expanda un poco el tema de esta visión de *impairment* y que también hablemos del tema de volúmenes. Jaime, por favor, adelante.

Jaime Caballero: Gracias, Felipe. Andrés, gracias por tus preguntas.

Entonces, en el tema de *impairment* pues lo que ampliaría un poco es, pues direccionalmente qué estamos viendo, ¿no? Lo que estamos viendo es que los ajustes que hicimos en el primer trimestre en cuanto a precio, la corrección que hubo de precio, fueron acertados y estamos muy en la zona de lo que realmente ha sucedido, o sea, este año, así que por ahí no hay presiones.

Donde sí vemos presiones, posiblemente, al hacer nuestro ejercicio de certificación de reservas a final de año, vemos presiones en dos temas.

Por un lado, pues el potencial riesgo de desincorporación de reservas, pues, puede tener un efecto en el *fair value* de los activos, eso particularmente entre unos activos muy puntuales que son muy susceptibles a la combinación de menores precios y menor actividad, entonces ahí podemos tener un riesgo en el *up*.

Y por el lado del *down*, si bien eso no tiene que ver con reservas, en la conversación de *impairment* sí estamos viendo pues que el *outlook* de mediano plazo de refinación, en particular, pues sí es muy diferente al *outlook* que se tenía hace un año. Y si bien nosotros hicimos ya una corrección importante en el primer trimestre, tendremos que mirar en el cuarto trimestre en qué medida la reducción en las tasas de descuento que hemos tenido a nivel mundial, pues compensa un poco ese *outlook* más conservador que se tiene alrededor de refinación, ¿no?

Y también tendremos que ver en qué medida pues también nuestra optimización de CAPEX y OPEX también alteran, pues favorablemente, pues los económicos de estos activos hacia adelante.

Eso es un poco como las variables alrededor del *impairment*, pero sí va a ser una conversación importante en el cuarto trimestre, y pues, no descarta habíamos que hagamos ajustes y reconocimientos en el cuarto trimestre asociados a estos temas.

Pasando a tu pregunta de volumen, ¿qué es lo que está detrás de la dinámica de volumen? Lo que está detrás de la dinámica de volumen que tú estás observando, Andrés, es que es

realmente, hay una recomposición de la canasta de ventas donde gas y productos en el tercer trimestre tuvieron una participación más alta comparado con crudos. Crudos, pues la volumetría de crudos fue menor en el tercer trimestre, la volumetría de gas y de productos aumentó, así como los precios de realización de ambos.

Entonces, eso es lo que te explica un poco eso que tú estás viendo ahí porque, pues claramente, tanto gas como un componente significativo de productos son de orden doméstico versus crudos que tiene un componente importante de exportación, eso son como las temáticas que te muestran eso.

Hay también unos temitas contables o de mecanismos como de reconocimiento que tuvimos en el tercer trimestre que son importantes. En el tercer trimestre se nos quedó, a final del tercer trimestre en septiembre, hay un par de cargamentos que efectivamente se quedaron por fuera del reconocimiento del tercer trimestre porque no alcanzamos a, pasaron dos días después del trimestre, o sea, según el 2 de octubre, entonces no se alcanzan a capturar, pues adecuadamente, cuando tú lo comparas como con la producción, se está es tratando de hacer esa reconciliación.

Y por último, lo que diría es que el tema de entrada de IMO fundamentalmente no te explica nada de estas cosas, ¿sí? No te está explicando nada de estas cosas, yo creo que es más pues las dinámicas de la canasta a las que me referí. Gracias.

Operadora: Y en este momento no tenemos más preguntas. Cedo la palabra al señor Bayón para comentarios finales.

Felipe Bayón: Muchísimas gracias, nuevamente gracias a todos por participar en el día de hoy de la llamada de resultados del tercer trimestre.

Un año difícil, un año con una crisis sin precedentes donde Ecopetrol ha demostrado su resiliencia, ha demostrado su capacidad para proactivamente tomar acción, reaccionar rápidamente, y bueno, pues estos resultados del tercer trimestre muestran precisamente signos importantes de recuperación.

Tenemos incertidumbre hacia adelante, hay todavía, desde el punto de vista del precio, desde el punto de vista de la misma demanda a nivel global, preguntas, y digamos, muchas cosas que no están atravesadas, que no están resueltas, pero definitivamente pues tenemos una compañía que desde el punto de vista operativo y financiero ha demostrado su capacidad de reacción, su capacidad para recuperarse rápidamente, y en línea con eso, pues estaremos avanzando para cerrar el año y conversando con ustedes en futuras oportunidades.

Nuevamente, muchas gracias por participar y esperamos que todos se mantengan muy bien de salud, que tengan un muy buen día.

Operadora: Gracias a todos como damos fin a la conferencia en el día de hoy. Gracias por participar. Pueden colgar ahora.