

Operadora: Buenos días, mi nombre es Jenny 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 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 se constituyen en 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 conferencia será liderada por el señor Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol. Adicionalmente participan Yeimy Báez, vicepresidenta de Soluciones de Bajas Emisiones, 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 y bienvenidos a la conferencia de resultados del tercer trimestre del año 2022. El Grupo Ecopetrol continúa entregando sólidos resultados operativos y estratégicos, acompañados de una exitosa estrategia comercial y una disciplinada gestión financiera, en un año en el que hemos alcanzado cifras históricas. En sentido, quiero agradecer muy especialmente a los más de 18,000 trabajadores directos del Grupo Ecopetrol y a todos nuestros aliados con los que, en conjunto, buscamos hacer posible lo imposible, en beneficio de millones de colombianos y de personas en las regiones donde operamos.

En los primeros nueve meses del año 2022 alcanzamos una utilidad neta de 26.6 billones de pesos, un EBITDA de 59.2 billones de pesos, que equivale a un margen EBITDA del 50 %. La utilidad neta para estos primeros nueve meses de año supera en un 59 % la utilidad neta de todo el año 2021 y en 150 % la del mismo periodo del año 2021.

De los resultados de este trimestre quisiera destacar los siguientes hitos:

Los descubrimientos de gas en el Caribe, en los pozos exploratorios Gorgon-2, con nuestro socio y operador Shell, Uchuva-1, con nuestro socio operador Petrobras, y el anuncio de nuestra filiar Hocol sobre la perforación exitosa del pozo Coralino-1, que evidenció la presencia de gas en una estructura cercana al descubrimiento Arrecife, en el departamento de Córdoba, y que reiteran el potencial de Colombia en materia de gas el hidrocarburo de transición energética. El crecimiento de nuestros niveles de producción conforme a la estrategia trazada y anunciada al inicio del año.

La producción promedio del tercer trimestre fue de 720,000 barriles equivalentes por día y en lo corrido del año llevamos ya un promedio de 706,000 barriles equivalentes por día, gracias al incremento de nuestra capacidad de ejecución que ha mejorado el desempeño en los campos en Colombia y a nuestra creciente operación de no convencionales en el Permian.

El aumento de la capacidad de más de 50,000 barriles por día de la Refinería de Cartagena, gracias a la terminación exitosa del proyecto de Interconexión de las plantas de crudo, conocido como IPCC, dando así un paso firme para garantizar el suministro de combustibles y la soberanía energética en Colombia.

La finalización de la prueba piloto para la producción de hidrógeno verde en la Refinería de Cartagena. Este proyecto apunta al plan estratégico de hidrógeno de Ecopetrol en el marco de su portafolio de negocios de bajas emisiones de carbono, que esperamos contribuya a las metas de descarbonización de nuestras operaciones y a las metas del país.

Pasemos, por favor, a la siguiente lámina para abordar temas en línea con nuestra estrategia de SOSTECnibilidad. Durante los primeros nueve meses de este año, hemos obtenido logros significativos en el pilar de SOSTECnibilidad.

En el frente ambiental, quisiera destacar nuestros avances en descarbonización, economía circular y soluciones naturales del clima, reflejados principalmente en los siguientes hitos:

El cumplimiento del 87 % de la meta anual de reducción de emisiones, acumulando una reducción de 229,317 toneladas equivalentes de CO₂ en lo que va corrido del presente año.

Los resultados de nuestro programa de eficiencia energética, en el cual, con corte al tercer trimestre del 2022, se han generado ahorros por 97,000 millones de pesos y se han evitado la emisión, o se ha evitado la emisión, de unas 98,000 toneladas de CO₂ equivalente.

La inauguración, hace pocos días, junto al Aeropuerto El Dorado, del primer tramo vial en el país, pavimentando con asfalto y plástico reciclado polietileno de baja densidad, apostando por el cuidado del medio ambiente y la reutilización de residuos.

En el frente social, continuamos trabajando por el desarrollo sostenible de las comunidades de los territorios en donde operamos, destacándose lo siguiente:

La ceremonia de reconocimiento en donde entregamos becas para estudios universitarios o superiores a 65 jóvenes, a través del programa Bachilleres Ecopetrol, con el que hemos beneficiado a más de 1,600 jóvenes de 32 departamentos del país en estos 36 años de existencia del programa.

La contratación de bienes y servicios por 17.6 billones de pesos durante lo corrido del 2022 por parte del Grupo Ecopetrol, que contribuye al desarrollo económico y social de las diferentes regiones donde operamos.

Los resultados alcanzados en el ranking de empresas más diversas e incluyentes del Centro Nacional de Consultoría, en donde obtuvimos el tercer lugar.

Y en el frente de Gobierno Corporativo, Ecopetrol ha sido reconocida con el Premio Andesco a la sostenibilidad por contar con mejores prácticas en el entorno de Gobierno Corporativo 2022.

Adicionalmente, quiero resaltar el balance de nuestra segunda reunión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas.

En esta reunión contamos con la participación de 305 accionistas institucionales y 85 personas naturales, alcanzamos 1,096 conexiones en nuestra transmisión en vivo y los accionistas eligieron la junta directiva, que quedó conformada por dos mujeres y siete hombres, siete miembros independientes y dos miembros no independientes.

Conforme al estricto cumplimiento de los estatutos sociales de la compañía, esta junta está compuesta, primero, por un miembro nominado por los representantes de los accionistas minoritarios y que fue reelegido, tres miembros elegidos que continúan en el cargo, un miembro de junta nominado por los departamentos productores de hidrocarburos en los que Ecopetrol tiene presencia, que fue elegido en esta oportunidad, y cuatro miembros nuevos para la junta directiva.

Los miembros de la junta directiva cuentan con amplia experiencia y amplios conocimientos técnicos, financieros y del negocio, lo que respalda su rol como orientador estratégico del Grupo Ecopetrol.

Y, por último, en el frente de ciencia, tecnología e innovación. Al cierre del tercer trimestre del 2022, hemos logrado una captura de beneficios por 136 millones de dólares, principalmente por los resultados obtenidos en las tecnologías que se usan en el negocio y en las soluciones digitales implementadas en Ecopetrol y en Cenit, entre otros.

Adelantamos también la primera fase de premiación del concurso Innóvate 2022, programa que destinó 720 millones de pesos para impulsar la transición energética y la innovación en Colombia.

Firmamos una declaración conjunta con la representación en Sudamérica del Estado de Bayern, de Alemania, para afianzar nuestra cooperación bilateral enfocada en intensificar el intercambio bilateral de conocimiento, innovación y tecnología, en pro del desarrollo sostenible y la transición energética.

Ahora quiero darle la palabra a Yeimy Báez, quien les hablará de los principales avances en el segmento de negocios de soluciones de bajas emisiones.

Yeimy Báez: Gracias, Felipe. Durante este trimestre alcanzamos hitos importantes en el portafolio de soluciones energéticas de bajas emisiones. En gas se puso en marcha un proyecto piloto para la importación de gas natural licuado a pequeña escala con destino al Distrito de Buenaventura, con el propósito de probar una alternativa confiable de suministro de gas y con ella garantizar el abastecimiento de este combustible a partir de una fuente alterna. Así mismo, se ratificó la firma del Proyecto Kandeo con dos empresas del sector de gas y financiero, el cual tiene como objetivo la financiación de cerca de 4,000 vehículos de carga pesada que funcionan con gas.

Ecopetrol participará con una inversión cercana a los 60,000 millones de pesos y se espera que este proyecto genere una nueva demanda de gas natural vehicular, al tiempo que reduce más de 220,000 toneladas de CO₂ al año. También reafirmamos nuestro compromiso social con el convenio entre Hocol y Gases de La Guajira, que consiste en el aporte de derechos de conexión y que permitirá que 308 familias en condición de vulnerabilidad tengan acceso a gas natural en el año 2023.

En materia de hidrogeno, adicional a lo mencionado por Felipe sobre la prueba de concepto para la producción de hidrógeno verde en la Refinería de Cartagena, continuamos trabajando por la descarbonización del sector de transporte público y de carga pesada con la introducción de vehículos con celda de combustible en estas aplicaciones. En esta línea se avanzó en el piloto de movilidad sostenible en Bogotá, en donde se habilitará la infraestructura para la recarga de vehículos con celda de combustible de hidrógeno, fomentando así el uso de soluciones de bajas emisiones en el Sistema Integrado de Transporte Público, SITP, de Bogotá. El sistema estará operativo durante aproximadamente ocho años, con posibilidad de extensión hasta por diez años.

Finalmente, me gustaría destacar que el Grupo Ecopetrol continúa con la maduración e implementación de diversos proyectos solares, eólicos, de biomasa, geotermia y otras tecnologías asociadas con la generación de energía a partir de fuentes renovables no convencionales en las geografías del país donde tenemos operaciones. Aquellas operaciones que ya cuentan con estos sistemas de autogeneración renovable han logrado ahorros en el costo de energía por cerca de 19,000 millones de pesos y reducciones de emisiones de alrededor de 27,625 toneladas de CO₂ equivalente.

Paso ahora la palabra a Alberto Consuegra, quien les hablará de los principales hitos operativos.

Alberto Consuegra: Gracias, Yeimy. Durante el tercer trimestre se perforaron cuatro pozos exploratorios para un total de 13 pozos perforados y 6 éxitos exploratorios, 2 en el *offshore* y 4 en el *onshore* en lo corrido del año. Esperamos cerrar el año con 24 pozos perforados, en línea con el plan.

El pozo Gordon-2, operado por Shell, donde Ecopetrol tiene el 50 % de interés, comprobó la presencia de gas en aguas profundas en el sur del Caribe colombiano, confirmando la

extensión del descubrimiento realizado en 2017 con el pozo Gorgon-1, y ratifica la existencia de una provincia gasífera costa afuera, en la que también se realizaron los descubrimientos de Kronos, 2015, y Purple Angel, 2017. Este resultado nos permitirá avanzar en la evaluación de los hallazgos que, de desarrollarse, incrementarían significativamente las reservas de gas de Colombia.

Adicionalmente, durante el mes de octubre, el pozo Coralino-1, ubicado en el departamento de Córdoba y operado 100 % por la filial Hocol, confirmó presencia de gas en la formación Ciénaga de Oro y se encuentra en pruebas para determinar su viabilidad técnica y comercial.

Avanzando en la incorporación de reservas, el descubrimiento El Niño-2, ubicado en el departamento de Cundinamarca, progresó de su etapa exploratoria a etapa de desarrollo y producción. Ecopetrol tiene 50 % de interés, Perenco, el 30 % como operador, y el CNOOC, el 20 % restante.

Actualmente, el Grupo Ecopetrol cuenta con un portafolio exploratorio robusto y competitivo que apalanca la soberanía energética del país.

Las oportunidades de gas tienen un potencial aproximado de 17 terapés cúbicos de gas, identificados en 46 prospectos, y ocho descubrimientos en evaluación.

Vamos a la siguiente lámina, por favor. Tal y como lo mencionó Felipe, la producción continúa en su senda de crecimiento, alcanzando 720,400 barriles de petróleo equivalente por día para el tercer trimestre de 2022, el más alto registrado desde el segundo trimestre de 2020 y ubicándonos en el rango alto de la meta anunciada para 2022.

Respecto al segundo trimestre, la producción aumentó en 15,800 barriles de petróleo equivalente por día. Destacamos la producción incremental de nuestra operación en el Permian y de los Campos Rubiales y Caño Sur. Así mismo, la recuperación de la producción en los campos La Cira, Caño Limón y Caricare, después de eventos de entorno y el aporte de producción de los pozos exploratorios.

Es importante mencionar el aumento en la capacidad de ejecución. En lo corrido del año hemos perforado y completado 407 pozos de desarrollo, un 42 % más frente al mismo periodo del año anterior, con un promedio de utilización de 29 equipos activos y se han realizado 373 trabajos de *workover*.

Finalmente, resaltamos la entrada en operación del primer tren de facilidades en Caño Sur, que permitirá aumentar la producción del campo al cierre del año entre 7,000 y 10,000 barriles de petróleo por día.

Vamos a la siguiente lámina, por favor. En cuanto a nuestras actividades en la cuenca de Permian, durante el trimestre alcanzamos una producción promedio de 43,800 barriles equivalentes por día netos para Ecopetrol antes de regalías, un 79.2 % más frente al mismo

periodo del año anterior, con un récord de producción de 50,200 barriles de petróleo equivalente por día en el mes de septiembre. La producción de gas aportó cerca del 16 % de la producción total.

Destacamos también los sólidos resultados financieros. En lo corrido del año se ha generado un EBITDA de 454.5 millones de dólares, con un margen EBITDA de 88 %.

En línea con nuestra estrategia de SOSTECnibilidad, destacamos la baja intensidad de emisiones en nuestras operaciones en Permian, gracias a la iniciativa de cero quemas rutinarias y la utilización de sistemas de monitoreo de emisiones fugitivas en las facilidades. Asimismo, como parte de la Alianza de Ecopetrol S.A. con Accenture y AWS, Amazon Web Services, para el desarrollo de una solución digital para el gerenciamiento del agua, se está desarrollando un piloto en nuestros activos del Permian.

Para cierre del año, esperamos una producción promedio año de entre 36,000 y 38,000 barriles equivalentes por día netos para Ecopetrol antes de regalías y la perforación de alrededor de 93 pozos y el completamiento de cerca de 95 pozos.

Pasemos, por favor, a la siguiente lámina. El volumen transportado presentó un crecimiento de 63,000 barriles diarios frente al tercer trimestre de 2021, principalmente por la mayor producción de crudos y demanda local de productos refinados. Vale la pena resaltar que en el tercer trimestre del presente año tuvimos un récord histórico de transporte por poliductos, superando los 300,000 barriles diarios.

Con el propósito de fortalecer la operación de la compañía y aportar al negocio de transporte de hidrocarburos en la estación Sebastopol de la troncal Magdalena Medio, entraron en operación dos tanques nuevos, cada uno de 100,000 barriles, aumentando en un 26 % la capacidad de almacenamiento en este activo estratégico del sistema de poliductos.

En el marco de nuestra estrategia de SOSTECnibilidad, resaltamos la inauguración del sistema solar fotovoltaico en Tumaco, Nariño, junto con la Corporación Técnica para el Desarrollo del Pacífico, Cortepaz, que suministrará la energía necesaria para el proceso de secado de cacao. Esto beneficiará a 293 familias e impactará de manera positiva al 90 % de mujeres de la región, promoviendo el cierre de brechas de género en la actividad cacaotera.

Vamos a la siguiente lámina, por favor. En el segmento de refinación se mantuvo la integridad de la operación y se lograron resultados financieros excepcionales, destacamos récords históricos trimestrales en cargas de ambas refinerías, así como el incremento en la producción de diésel y Jet, combustibles que generan un mayor valor.

Durante el tercer trimestre, el segmento registró un margen bruto integrado de refinación de 20.3 dólares por barril y un EBITDA de 2.2 billones de pesos. La Refinería de Cartagena representó durante el trimestre el 36 % del EBITDA del segmento y el 41 % en lo corrido del

año. Estos resultados estuvieron apalancados en una eficiente estrategia de ejecución de paradas de plantas, asegurando la disponibilidad operacional y confiabilidad de los activos y el control de costos.

El 15 de septiembre la Refinería de Cartagena aumentó su capacidad de carga a 200,000 barriles por día, 50,000 más frente a lo que se venía operando gracias al exitoso arranque de los sistemas de la unidad de crudo original. Este proyecto contó con la participación de más de 1,500 personas, con un 93 % de participación de mano de obra de Cartagena y sin accidentes registrables en personas, ambiente y seguridad de procesos. Esta ampliación consolida la Refinería de Cartagena como un activo estratégico para garantizar la soberanía energética de Colombia y nos permitirá producir un mayor volumen de combustibles con los mejores estándares de calidad a nivel internacional.

Por su parte, la Refinería de Barrancabermeja fue reconocida como la mejor de Latinoamérica por la Asociación Mundial de Refinación World Refining Association en el marco de la Conferencia Latinoamericana de Tecnología de Refinación, LARTC. El premio destaca el liderazgo de la refinería en eficiencia, transición energética, rentabilidad e implementación de nuevas tecnologías.

En línea con nuestro compromiso con la SOSTENIBILIDAD, Esenttia recibió la Certificación de Carbono Neutro que otorga el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC, convirtiéndose en la primera empresa en el sector petroquímico en recibir esta certificación en la región del Caribe colombiano.

Por otro lado, durante este trimestre en la Refinería de Cartagena se realizarán una prueba industrial de diésel renovable con el fin de obtener información para el caso de negocio y continuar avanzando en el proceso de transición energética. Durante el cuarto trimestre esperamos culminar el ciclo de paradas de planta que están programadas para las refinerías. En Esenttia se avanzará en la ampliación de capacidad de una de las plantas y se mantendrá la estabilidad y disponibilidad operativa de todas las unidades de negocio.

Pasemos a la siguiente lámina, por favor. La situación macroeconómica local e internacional ha generado retos en términos comerciales, inflacionarios y logísticos para el grupo. Al mes de septiembre se ha producido un importante incremento en los precios, principalmente de materias primas y energía, que ha impactado en la estructura de costos representando un incremento ponderado del 13 % frente al año anterior.

En el Grupo Ecopetrol hemos venido desarrollando estrategias integradas para mitigar el impacto de la inflación y proteger la capacidad de ejecución del plan de negocio. En lo corrido del año se han capturado deficiencias por alrededor de 1.8 billones de pesos, de los cuales 0.6 billones ayudan a contener la presión inflacionaria en los costos. En ausencia de estas eficiencias, el incremento en costos hubiera sido del 16 %.

Adicional al programa eficiencias, hemos trabajado en asegurar la disponibilidad de inventarios de materiales requeridos para la operación a través del desarrollo de estrategias conjuntas de abastecimiento con nuestros proveedores.

El costo total unitario del tercer trimestre del año presentó un aumento de alrededor de 13 dólares frente al mismo periodo del año anterior debido principalmente al efecto de los mayores precios sobre las compras e importaciones de crudos y productos.

El costo del levantamiento presentó un incremento del 9 % versus tercer trimestre de 2021, pasando de 8.45 a 9.17 dólares por barril, explicado principalmente por un mayor nivel de operaciones y el efecto de la presión inflacionaria sobre la estructura de costos.

Respecto al costo de caja de refinación, se presenta una reducción del 6 % frente al tercer trimestre de 2021 gracias al mayor volumen de cargas a las refinerías. Finalmente, el costo por barril transportado también disminuye como resultado del mayor volumen transportador de crudos y productos.

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

Jaime Caballero: Gracias, Alberto. Durante el tercer trimestre del año, el Grupo Ecopetrol continúa entregando resultados financieros excepcionales, soportados en el buen desempeño operativo y comercial que ha permitido aprovechar las condiciones del mercado positivas.

El EBITDA por barril del negocio de hidrocarburos, que no incluye la contribución de ISA, aumentó 27.1 dólares por barril frente a los primeros nueve meses del 2021, ubicándose en 67.3 dólares por barril, como resultado de mayores precios de realización de la canasta de crudos y productos, la incorporación de ISA y el incremento de los volúmenes de ventas.

Adicionalmente, el *breakeven* de utilidad se ubicó en 20.3 dólares por barril, disminuyendo 14.5 dólares por barril frente a los primeros nueve meses de 2021, como resultado principalmente de mayores volúmenes de ventas y mejores diferenciales de crudos y productos.

En el negocio de transmisión de energía y vías el margen EBITDA de ISA, sin incluir el negocio de construcción, cerró en 83.6 %, explicado principalmente por el efecto positivo de las variables macroeconómicas en Colombia, Chile y Perú, y la entrada en operación de nuevos proyectos desde el cuarto trimestre del 2021 en todas las geografías de la compañía.

Por su parte, el ROE de ISA para los nueve meses del 2022 fue del 13.2 % en línea con la estrategia de generar valor sostenible.

Frente a los resultados a nivel consolidado del Grupo Ecopetrol se destaca el margen EBITDA que se ubicó en 49.5 %, impulsado por mayores precios de realización de la canasta de crudos y productos, la incorporación de ISA y el buen desempeño del Permian y la Refinería de Cartagena. El ROACE, que continuó incrementando y se ubicó en 19.1 % durante los primeros nueve meses del año frente a 10.8 % del mismo periodo de 2021, como resultado de una mayor utilidad operativa de acuerdo con los factores mencionados anteriormente.

También se destaca el incremento en el EBITDA de todos los segmentos del grupo, principalmente refinación, quien triplicó su aporte frente al año anterior gracias a su estabilidad operativa y buenos márgenes de refinación. Así mismo, el segmento de transmisión de energía y vías aportó estabilidad a los ingresos y flujo de caja operacional del grupo. El indicador deuda bruta/EBITDA se ubicó en 1.5 veces, inferior al registrado al cierre de junio, explicado por un mejor resultado del EBITDA. Es importante resaltar que el incremento en el saldo del endeudamiento observado en el trimestre se explica por la reflexión cambiaria que se reconoce principalmente en el patrimonio, dado el uso de la contabilidad de coberturas y no por el incremento en las operaciones de deuda.

En línea con lo discutido en llamadas anteriores, el Grupo Ecopetrol continúa gestionando los vencimientos de deuda del tercer trimestre 2023, en aras de asegurar las comisiones más competitivas en este ambiente de volatilidad de los mercados.

Vamos a la siguiente lámina, por favor. Frente al desempeño del CAPEX, durante los primeros nueve meses del año se ejecutaron 5.5 billones de dólares, 74 % más que en el mismo periodo 2021, de los cuales 4.8 billones de dólares correspondieron al negocio de hidrocarburos. Con esto, el Grupo Ecopetrol retornó a los niveles de ejecución de inversiones registrados previo a la pandemia. Por su parte, las inversiones ejecutadas por ISA ascendieron a 0.7 billones de dólares, enfocadas principalmente en el negocio de transmisión. Con lo anterior, mantenemos la meta de inversión en el rango inicial del plan.

Por otro lado, en este trimestre que cumple un año de la consolidación de ISA dentro de los resultados del grupo, por lo cual quisiera resaltar algunos hitos relevantes sobre la inversión realizada en esta compañía. Frente a la financiación de la adquisición durante 2021 y 2022, llevamos a cabo dos operaciones de manejo de deuda por un total 3.2 billones de dólares, que permitieron mejorar el perfil de vencimientos y disminuir aquellos establecidos para el año 2023. Así, el saldo del crédito internacional tomado para la adquisición de ISA asciende hoy a 472 millones de dólares, el cual será refinanciado en los próximos meses.

En términos de contribución a los resultados del grupo, ISA ha superado las expectativas en términos de generación de ingresos, EBITDA y utilidad cuando se compara contra el presupuesto. Acumulado a septiembre, los ingresos fueron 16 % mayores frente a lo estimado en presupuesto, la generación de utilidad se ubicó un 50 % por encima y la generación de EBITDA fue un 30 % superior. Esto continúa confirmando el valor agregado que generaliza al Grupo Ecopetrol a través de la generación de flujos estables sin reducir la exposición al Brent.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina. A cierre del tercer trimestre del 2022, el Grupo Ecopetrol registró una posición de caja de 15.9 billones de pesos, donde se destaca una generación de flujo de caja operativo por 14.9 billones de pesos, asociada principalmente al excelente desempeño en los segmentos de negocio, el entorno favorable de precios y el recaudo durante los meses de julio y agosto de 6.5 billones de pesos por parte del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, FEPC.

La cuenta por cobrar al fondo a septiembre asciende a 20.4 billones de pesos, correspondientes a lo acumulado entre los meses de abril y septiembre del presente año. En este frente es importante informar, que en el Presupuesto General de la Nación para 2023, se incluyó una partida explícita de 19 billones de pesos para saldar parcialmente los saldos acumulados entre los meses de abril a septiembre del 2022. Además de que se faculta al Ministerio para compensar dichos pagos contra eventuales y dividendos decretados a su favor y/o usar excedentes presupuestales no comprometidos para pagos adicionales de FEPC.

Por otra parte, el nuevo Gobierno inició la senda de ajustes de precios de la gasolina, la cual es crítica para disminuir la velocidad de dicha acumulación e ir cerrando el diferencial de los precios locales versus los internacionales. Los recursos generados por la operación fueron usados para inversión orgánica de capital por 5.5 billones de pesos, así como para cubrir la salida de 7.3 billones de pesos en el flujo de financiación, de los cuales 2.1 billones de pesos corresponden al servicio de la deuda y 5.2 billones de pesos a los dividendos pagados a los accionistas de la compañía y a los accionistas minoritarios de las subsidiarias del segmento de transporte.

Paso la palabra a Felipe para sus comentarios de cierre.

Felipe Bayón: Jaime, muchas gracias. En el marco de nuestra estrategia de largo plazo: Energía que Transforma, presentada en el inicio del presente año, tratamos diferentes metas no solo en cuanto a nuestras operaciones e indicadores financieros, sino alrededor de los pasos requeridos para avanzar de manera decidida y responsable hacia la transición energética.

Son diversos los compromisos que a corto, mediano y largo plazo, y en los frentes ambientales, sociales y de gobernanza hacen de guía para la ruta en nuestros diferentes esfuerzos en materia de: reutilización de agua, reducción acumulada de emisiones de efecto invernadero, disminución de emisiones fugitivas, incremento en la capacidad instalada de energías renovables, sostenibilidad en materia de transferencias a la nación, generación de impacto a través de la inversión socioambiental, y esto todo dentro de la búsqueda permanente de los más altos estándares de seguridad en nuestras operaciones.

En línea con el desempeño evidenciado en estos y otros frentes de nuestra estrategia de SosTECnibilidad, continuaremos divulgando de manera transparente y oportuna dicha

información a nuestros diversos grupos de interés destacándose lo siguiente: En el tercer trimestre del 2022, presentamos nuestro segundo reporte especializado sobre gestión del cambio climático desde las ópticas de gobernanza, estrategia, riesgos, metas y métricas correspondientes al 2021, atendiendo las recomendaciones del Task Force on Climate-Related Financial Disclosures, conocido como TCFD por sus siglas en inglés, y las mejores prácticas internacionales. Obtuvimos 77 puntos en la medición del índice de sostenibilidad de Dow Jones. En esta evaluación participan más de 10,000 compañías en el mundo, y es el referente de mayor reconocimiento internacional en buenas prácticas corporativas.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina. En lo corrido del año, el Grupo Ecopetrol ha venido entregando sólidos resultados financieros y operativos que han sido acompañados de hitos y cada uno de los pilares de la estrategia 2040: Energía que Transforma. Esto nos ha permitido avanzar de manera organizada hacia la transición energética, afianzando nuestro compromiso con el país y la seguridad energética. La nueva junta directiva ha manifestado su apoyo a la continuidad de la estrategia 2040. Se busca impulsar las energías renovables y de bajas emisiones sin dejar de lado la exploración y explotación del petróleo y del gas. Los nuevos retos que enfrentamos como industria exigen activar palancas que nos permitan adaptarnos de manera oportuna, siempre con el objetivo de continuar trabajando en generar valor para nuestros grupos de interés, aprovechando las oportunidades que se alineen con nuestra estrategia al 2040 y dentro del marco de los objetivos de descarbonización.

Vamos a la siguiente lámina para los comentarios finales. Para concluir, continuamos entregando sólidos resultados a nuestros accionistas y grupos de interés, incluso por encima de las metas que nos trazamos para el presente año. Hemos logrado avances concretos en cada uno de los pilares de la estrategia, particularmente resalto los resultados que nos permiten asegurar el abastecimiento y garantizar la soberanía energética de nuestro país. Seguimos comprometidos con la creación de valor para todos nuestros accionistas, al tiempo que trabajamos conjuntamente con el Gobierno para aportar de manera proactiva en el diseño de la política energética del país y en la definición de distintos compromisos en el marco de una transición energética, gradual, responsable y justa.

Nuevamente, les agradecemos por su tiempo a todos los que hoy participan en esta llamada de resultados, y con esto abro la sesión de preguntas y respuestas.

Operadora: Gracias. Comenzaremos la sesión de preguntas y respuestas. Si tiene una pregunta, presione 01 en su teléfono. Si gusta retirarse de la lista de espera, presione 02. Si usted está usando un altavoz, es posible que deba levantar el auricular primero antes de presionar el número. Una vez más, si tiene una pregunta, presione 01 en su teléfono.

Y tenemos a Andrés Cardona, de Citibank. Adelante.

Andrés Cardona: Muy buenos días, Felipe, Jaime, Alberto. Felicitaciones por los resultados. Digamos que es obvio empezar por los impactos de la reforma tributaria, si ustedes nos pueden ayudar entendiendo cuáles son los principales.

La segunda pregunta es: en el contexto de hoy, del país, después de las elecciones presidenciales, después de la reforma tributaria y, tal vez, de un mejor *outlook* de precios del petróleo, si ustedes ven necesario hacer cambios al plan estratégico a 2030, en particular temas de como el Shale o los *economics* de... el *offshore*, siguen siendo competitivos.

Y la última pregunta es: si en este contexto de la nueva reforma tributaria, ustedes consideran que las mejores oportunidades para Ecopetrol tal vez estén en el frente internacional dado el deterioro de los *economics* a nivel local. Muchas gracias y nuevamente felicitaciones.

Felipe Bayón: Andrés, buenos días. Muchas gracias por la pregunta. Ahora le pido a Jaime y a Alberto que complementen las diferentes preguntas, pero voy a arrancar por el tema de la reforma tributaria, y ayer y en el día de hoy, hemos manifestado que vemos un impacto significativamente menor desde el punto de vista de la reforma como tal. Y en términos un poco más específicos, si uno mira el impuesto que se estaba pensando a un barril, a partir de 40 y tantos dólares, que hoy está con una sobretasa que está en línea con lo que se está haciendo con otras partes del mundo, que está ligada al precio, que esos son temas bien importantes y, Andrés, que demuestran que las oportunidades de habernos sentado, de haber conversado, de haber... De lado y lado, con los técnicos de Hacienda, con el vice, con el ministro, mirados los temas en detalle, pues, nos llevan a que tengamos un impacto significativamente menor.

La protección de zonas francas, para el caso de la Refinería de Cartagena y para los desarrollos de gas *offshore*, también son superrelevantes, y esto, pues, de alguna manera está pegado, aparte, de la segunda pregunta, ¿no? Desde el punto de vista de *offshore* y cómo son los económicos, y ya hablaremos más de eso. Pero le voy a pedir a Jaime, si quieres adicionar algo más en temas de la reforma, no nos vamos a referir a un impacto específico o a una cifra numérica como tal. Pero, Jaime, si quieres ampliar y después con Alberto volvemos a la pregunta dos. Adelante.

Jaime Caballero: Gracias, Felipe. Hola, Andrés. Pues, yo, el color que agregaría alrededor de la reforma son dos cosas: lo primero es que... y hablando del tema de impactos, o sea, del tema... Hay dos temas fundamentales: lo primero es la sobretasa, y es una sobretasa que está ligada a precios, entonces, la manera como hay que ver esto no es como un costo fijo que están adquiriendo las compañías hacia adelante, sino como un costo variable que está íntimamente ligado a la producción de caja y a la producción de utilidades que las compañías tienen en un ambiente de precios determinado.

Entonces, a precios altos, parte del *upside* se va a compartir, pues, con el Gobierno nacional a través de la sobretasa, pero en precios no tan altos, pues esa sobretasa comienza a bajar y, de hecho, hay un punto donde no existe. Nosotros hemos visto los rangos que tiene la ponencia donde se activan los diferentes puntos de precio o puntos de sobretasa, y son rangos que cuando uno los mira a la luz del comportamiento histórico de los precios del crudo, pues son bastante razonables, ¿sí? Si uno ve la sobretasa del 15 %, que es la que más atención ha recibido, es una sobretasa que se viene a activar a un precio mayor a alrededor de 82, 83 dólares por barril, que es un precio que, dentro de la industria, si lo ve uno como un promedio hacia adelante, pues, yo creo que todos coincidiríamos en que es un precio alto, es un precio alto, ¿sí? Es un precio alto, y no es un precio que uno pudiera considerar como de caso base de planeación. Entonces, en términos generales, yo diría que el diseño de la sobretasa es un diseño que se mantiene el concepto de competitividad en diferentes rangos de precio, pero que también reconoce que, cuando hay un *windfall* de las compañías, ese *windfall* se puede compartir con el Gobierno nacional.

Respecto al tema de las regalías, que es un tema que ha tenido mucha difusión y es un tema que ha tenido bastante debate, yo creo que aquí es importante entrar a la letra menuda, ¿sí? El titular ha sido “no deducibilidad de las regalías”. Pero cuando uno entra a la mecánica de cómo sucede eso, y a la metodología contable y tributaria de eso cómo sucede, la realidad es que las compañías van a poder continuar deduciendo el costo de producción de esos barriles, sea en crudo o sea en gas, y eso, técnicamente, es robusto y eso es, técnicamente, soportable. En esa medida, creemos que el impacto no va a ser tan significativo como había en las primeras ponencias, en los primeros proyectos alrededor del tema. Entonces, todo esto para decir que creemos que técnicamente la reforma responde a las principales inquietudes del sector, mientras que también responde al direccionamiento y a las necesidades fiscales que tiene el país. Gracias.

Felipe Bayón: Bueno, Andrés, y desde el punto de vista de la pregunta dos, cuando hablas del plan de negocios, sin extenderme demasiado, pero contarles lo siguiente: Recientemente la junta salió a respaldar públicamente la estrategia 20-40. Entonces, ese es yo creo que el primer punto de contexto.

Estamos en estos últimos meses del año trabajando en el presupuesto específico del año entrante y en el plan de negocios de los próximos tres años. Cuando tengamos eso listo, pues lo presentaremos a los mercados y a ustedes y, en general, pues, al público interesado. Y construyendo sobre lo que decía Jaime, pues esos impactos de la tributaria estarán siendo considerados en nuestras conversaciones, desde el punto de vista de los proyectos, de los tiempos y demás.

Si uno mira, en particular, el tema del *fracking*, pues, en Colombia hemos dicho: “Pisamos el freno”. Hemos pedido a la ANH suspensión de noventa días de términos. Estamos deshaciendo con ExxonMobil, digamos, los acuerdos que teníamos para avanzar en no-conventionales. Y, bueno, estamos deshaciendo lo que habíamos avanzado, pero, pues, seguimos con el Permian, que, de hecho, ha tenido resultados muchísimo mejores de lo que

habíamos esperado antes, ¿no? O sea, estamos viendo niveles de producción de más de 80,000 barriles, entonces, muy complacidos con eso.

¿Qué va a suceder? Aquí vamos a tener hacia adelante delimitación o *appraisal* de los descubrimientos de gas. Vamos a tener otras actividades exploratorias. Vamos a seguir viendo, pues, cómo se comporta el recobro en los diferentes campos principales del país, entonces, hay muchas variables que van a permitir que uno permanentemente esté haciendo, no digamos ajustes mayores, pero sí modular, modular, yo creo que es un tema, además, de modular algunas en el plan.

Y el *offshore*, particularmente el *offshore* de Colombia es supersupercompetitivo, desde el punto de vista del cómo estamos viendo el desarrollo. Se abren unas provincias superinteresantes, pues, Alberto nos mencionaba el potencial en la presentación. Fíjense, y pues pasamos rápido sobre eso, pero él nos decía: “Oiga, nosotros estamos viendo un potencial de gas de 17 terapies cúbicos, pero el *upside* puede estar entre 70 y 100 terapies cúbicos, entonces, eso es lo que estamos viendo, aquí hay, como Caribe, pues, una oportunidad muy grande. No sé si... Albert, ¿quieres adicionar algo más? Y Jaime, para hablar del tema de *allocation*.

Alberto Consuegra: Yo añadiría, Andrés, y buenos días para ti, en el tema de *offshore*, es que tenemos contratos firmados. Ya tenemos contratos firmados, que seguramente van a ser respetados. Pero además de eso, cuando uno mira el texto de la reforma tributaria, los proyectos de gas fueron protegidos. No hay afectación. Entonces, reitero lo que menciona Felipe en cuanto a la competitividad de esos activos que tenemos en el *offshore*.

Felipe Bayón: Jaime. ¿Quieres hablar del tema de *allocation*?

Jaime Caballero: Sí, sí. Yo creo que en el tema, Andrés, en el tema de *allocation*, los principios que han venido guiando la estrategia de Ecopetrol, en ese tema, no han cambiado. Esos principios giran alrededor de la creación de valor, giran alrededor de la disciplina de capital, giran alrededor de la resiliencia ante volatilidad de precios, y todo eso sigue en pie. ¿Sí? Claramente, las oportunidades y el portafolio evolucionan. ¿Sí? Evolucionan, y nosotros tomaremos decisiones con la mejor información disponible.

Direccionalmente, quiero reiterar el punto de Alberto y darles un poquito más de color, y es que, cuando nosotros vemos los proyectos *offshore*, nada de lo que se está tramitando en materia de reforma tributaria cuestiona los económicos de esos proyectos, absolutamente nada. Y aquí hay que reconocer que el Gobierno tuvo un dialogo muy activo con el gremio del gas alrededor de diseñar una reforma que no afectara la competitividad de esos descubrimientos hacia el futuro. Y así ha sido. Hay diferentes mecanismos para hacerlo, hay un lenguaje que específicamente exige el gas. Hay un tema de la preservación de los regímenes de zonas francas, que ya están costa afuera, que tienen vocación exportadora, o que tienen vocación de sustitución de importaciones. Y esto es muy

importante. Y eso sucedió, el texto de la reforma es específico alrededor del tema, así que todo esto para decir que los *economics* de *offshore* gas no han cambiado.

Ahora, ¿qué sí ha cambiado? Pues la perspectiva de materialidad alrededor del *offshore* gas, y entre más materialidad hay, pues más competitivos son esos proyectos. Así que yo sí me atrevería a decir que estos proyectos están ganando en competitividad, en términos de portafolio, más que perdiéndola.

Felipe Bayón: Jaime, muchas gracias. Gracias, Andrés.

Operadora: Siguiente pregunta, viene de Jairo Agudelo, de Bancolombia. Adelante.

Jairo Agudelo: Sí, buenos días, Felipe, muchas gracias por atender mis preguntas. Yo, simplemente, tengo una pregunta relacionada con lo que acabó de preguntar Andrés referente a la reforma tributaria y también a ciertos comentarios que han hecho algunas personas del Gobierno sobre el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustible.

Como ustedes lo mencionaron ahora en la conferencia, pues el saldo al cierre del tercer trimestre está en 20 billones, en el presupuesto general de la nación para el 2023 hay 19.1, entonces, digamos que están en tablas al cierre del tercer trimestre, pero durante el cuarto trimestre va a haber una acumulación que puede estar entre los 8, 10 billones de pesos, ¿cierto?

La pregunta es: el Gobierno... Algunos, digamos que miembros del Gobierno ha dicho que posiblemente ese pago del Fondo de Estabilización no sea una prioridad, dadas las necesidades que tiene el Gobierno de inversión en diferentes sectores, o en otras actividades. Entonces, dada la reforma tributaria que va a tener un impacto en la generación de caja de la compañía, más una potencial dilución en ese pago de ese exceso que se puede acumular en el último trimestre del Fondo de Estabilización, ¿eso cómo podría llegar a afectar las decisiones de CAPEX de la compañía en los próximos años? Esa sería como la pregunta que yo tenía. Muchas gracias.

Jaime Caballero: Hola, Jairo, ¿cómo estás? Aquí está Jaime. Y, bueno, alrededor de tu pregunta, que la tomo como: ¿cuál puede ser el efecto consolidado de la reforma tributaria y de FEPC hacia adelante? Pues, lo primero que hay que decir es: ¿cuál es el punto de partida de la conversación? El punto de partida de la conversación es que el grupo cerró el tercer trimestre con una posición robusta de caja, alrededor de 15 billones de pesos. Si tú miras el detalle del flujo de caja operativo y del flujo de caja libre, también está en niveles históricamente altos, de hecho, el flujo de caja libre que tuvimos en el tercer trimestre del año es el flujo de caja libre en dólares más alto que hemos tenido en la historia de la compañía, así que la compañía está operando sumamente bien y está reteniendo su capacidad, o incluso aumentando su capacidad de generación de caja, para soportar las necesidades diferentes que tenemos.

Habiendo dicho eso, es indudable que la acumulación de la cuenta del FEPC tiene un impacto en la caja de la compañía, y el ritmo de acumulación de la cuenta de FEPC hacia adelante no ha aminorado. Y no ha minorado a pesar de las intervenciones que ha hecho el Gobierno en el tema. Entonces, es un tema de la máxima prioridad para la compañía, es un tema que estamos discutiendo activamente con el Gobierno, tanto con el Ministerio de Hacienda como con el Ministerio de Minas, para encontrar mecanismos que agilicen las decisiones alrededor del tema.

Yo diría lo siguiente: los 19 billones que hay en presupuesto, pues, son una gran noticia en el sentido en que ya nos dan tranquilidad de que lo que se ha causado a la fecha está cubierto, pero sí hay que encontrar una solución al ritmo de acumulación hacia adelante. El Gobierno es consciente de eso, y estamos estudiando diferentes mecanismos para que eso se dé. En la medida en que se encuentren soluciones a eso, claramente, no habría impactos en planes de inversión, no habría impactos en planes alrededor de distribución de dividendos y demás. Pero si no se encuentra una solución al tema, claramente, la compañía va a tener unas limitaciones y tendremos que estudiar otras alternativas.

Felipe Bayón: Jaime, muchas gracias. Jairo, gracias.

Jairo Agudelo: Muchas gracias.

Operadora: Siguiendo pregunta, viene de Andrés Duarte, de Corficolombiana. Adelante.

Andrés Duarte: Gracias, buenas... Hola, gracias. Buenos días a todos y felicitaciones a todo el equipo de Ecopetrol por esos resultados. Tengo tres preguntas, una de las cuales es un poquito *follow up* para lo que le acababan de responder a Andrés Cardona. La primera es en relación a los clientes y a unos comentarios que ustedes hicieron el reporte respecto a Rusia, quisiera que, por favor, ahondaran en el impacto actual y esperado a nivel de precios y volúmenes que se están vendiendo a Asia por esa oferta rusa, que supongo que es más barata de la normal.

La segunda pregunta está relacionada con la prueba piloto terminada en relación a la producción de hidrógeno. Quisiera saber, por favor, ¿cuánto hidrógeno consume la compañía actualmente? Creo que eso es solo en refinación. ¿Y qué porcentaje de ese consumo esperan reemplazar por hidrogeno verde en el futuro?

Y la tercera, la que les digo que está relacionada con lo que le estaban respondiendo ahorita a Andrés Cardona en relación con el *offshore*, es si me pueden especificar, por favor, de esos contratos que ya están, y sobre los cuales están buscando o haciendo pruebas, ¿cuáles o qué porcentaje es aguas profundas, y qué porcentaje no lo son?

Muchas gracias, y de nuevo felicitaciones.

Felipe Bayón: Andrés, muchas gracias. Desde el punto de vista del cliente, le voy a pedir el favor a Pedro Manrique que nos ayude con la visión desde el área comercial, y, pues, toda la visión que tenemos, no solo acá localmente, sino ahora también desde nuestra presencia física en Singapur, ¿no? Que estamos mucho más cerca de muchas de las cosas que están sucediendo. Entonces, esa la contestamos con Pedro. Después, el tema de hidrógeno le voy a pedir a Yeimy que nos ayude para entender cómo estamos, temas de consumo, cómo vienen los planes.

Y te contesto de una vez, los contratos *offshore*, todas son aguas profundas, digamos que la mayoría. Sí, me dice Albert: “Entre 800, 2,200 o 3,000 metros de agua, principalmente”, y particularmente en las provincias que hemos descubierto con Uchuva y con Gorgon, inclusive, si uno mira en Hocol 1, 2, 6 y 7, que son otros contratos también que son de aguas más profundas aún, o sea, mayoritariamente aguas profundas.

Entonces, Pedro, nos ayudas, porfa, con la primera pregunta, y después le pasamos la palabra a Yeimy. Adelante.

Pedro Manrique: Gracias, Felipe. Andrés, gracias por la pregunta. Sí, lo primero que quiero contarles es que nuestros crudos son crudos pesados y bajos en azufre, y son un muy buen complemento de los crudos rusos, que son livianos e intermedios, y eso nos da una ventaja competitiva. Ahora, nosotros, lo que mencionó Felipe, nosotros tenemos nuestra nueva oficina comercial en Singapur, que inició operaciones en abril de este año, ha sido clave en fortalecer nuestra presencia en el mercado asiático. Estar más cerca de nuestros clientes ha sido un beneficio muy grande y eso nos permite tener una sólida presencia en el mercado chino, en el mercado de la india, y también estamos expandiendo nuestra presencia en países como Corea del Sur y Japón.

Ahora, el otro tema es que nuestros clientes, en conversaciones con nuestros clientes en China y en la India, pues, obviamente están teniendo una oportunidad de comprar estos crudos rusos muy descontados, sin embargo, pues ellos también quieren diversificar sus fuentes y no depender solo de un suministro, que es el suministro ruso, como les sucedió a los europeos.

Ahora, con respecto a la evolución de nuestros volúmenes, le puedo compartir que nosotros en el primer trimestre las exportaciones a Asia en general fueron del 54 %. En el segundo trimestre bajamos al 43 %. Y en el tercer trimestre volvimos a mantenernos alrededor del 46 %. Y eso nos ha permitido, precisamente, aumentar nuestras exportaciones a Estados Unidos y empezar a tener una sólida presencia en Europa. Y esto... con la flexibilidad comercial que nosotros tenemos al tener contratos firmados de largo plazo y participación también del *sponsor* que nos permite, precisamente, en la medida en que los mercados van cambiando, nosotros vamos teniendo, dirigiendo nuestros barriles a esos mercados que nos dan una mejor realización. Básicamente, esa es la situación que estamos viendo con respecto al mercado asiático y la presencia de los volúmenes rusos, Andrés. Gracias.

Felipe Bayón: Pedro, muchas gracias. Le voy a pedir entonces a Yeimy que nos hable sobre hidrógeno. Adelante, Yeimy.

Yeimy Báez: Buenos días, Andrés. Muchas gracias por tu pregunta. En materia de hidrógeno en el Grupo Ecopetrol producimos y usamos alrededor de 130,000 toneladas de hidrógeno cada año. En cuanto a las fuentes, este hidrógeno es 90 % gris y 10 % azul. Todo es producido a partir del gas natural que tenemos en nuestras operaciones en el *upstream*. En cuanto a los usos, el 100 % del hidrógeno es usado en las refinerías con el propósito de hidrotratar los combustibles que vendemos, como el diésel y la gasolina, y pues nos permite quitarle el azufre y, al final del día, mejorar, entre otras cosas, la calidad del aire de las ciudades y, en términos generales, de todos los territorios en Colombia en donde se usan los combustibles producidos en las refinerías de Ecopetrol.

En cuanto a la meta, la meta que nos hemos propuesto es pasar de esas 130,000 toneladas al año a 1 millón de toneladas al año al 2040, con la incorporación de tecnologías de hidrógeno de bajas emisiones, que no solamente se limitan al hidrógeno verde sino que también influyen hidrógeno azul que tiene captura, uso y almacenamiento de carbono, y también el hidrógeno blanco, que es el que se encuentra en los yacimientos de forma natural.

Ahora bien, como el 2040, por supuesto, es un horizonte bastante largo, la meta volante que nos hemos propuesto está relacionada básicamente en dos frentes: en cuanto a las refinerías, nuestra meta es que el 10 % del hidrógeno de las refinerías sea con hidrógeno verde. Para esto estamos madurando dos proyectos que están en este proceso, estamos incorporando, además, los aliados que les contamos que trabajarán con nosotros tanto en Barrancabermeja como en Cartagena, y nuestro objetivo es que podamos hacer EPD de estos proyectos hacia el tercer o cuarto *q* del 2023. Y el segundo frente en el que estamos trabajando muy fuertemente es movilidad, sin duda una de las rutas de crear demanda para hidrógeno, pues es la movilidad especialmente de sistemas de transporte público y también de carga pesada, por lo cual finalizando este año y al primer trimestre del año entrante tendremos también nuestras pruebas de concepto en las ciudades de Bogotá y Cartagena.

Espero que con esto podamos aclarar su duda Andrés, gracias.

Andrés Duarte: Gracias.

Felipe Bayón: Yeimy, gracias. Andrés, muchas gracias.

Andrés Duarte: Listo.

Operadora: Siguiente pregunta. Tenemos a José Muñoz de BTG Pactual. Adelante.

Daniel Guardiola: Buenos días. No sé si me oyen. Soy Daniel Guardiola. Bueno, buenos días a Felipe, a Jaime y a Alberto. Tenía un par de preguntas.

Felipe Bayón: ¡Quiubo, quiubo, Daniel! ¿Qué ha habido?

Daniel Guardiola: Hola, ¿qué tal? ¿Cómo están? Tenía una primera pregunta sobre la producción, que la verdad la producción en el trimestre vino bastante fuerte, y una de las principales causas o, digamos, los principales factores que ayudaron a esta producción fue la producción en Estados Unidos del Permian, que realmente tuvo un crecimiento muy considerable en el trimestre. Y con respecto a eso, les quería preguntar si nos podrían dar más color de cuáles son las expectativas de Ecopetrol para la producción del Permian, tanto para finalizar el año como para los años siguientes. Si nos pueden de pronto compartir, digamos, la locación de CAPEX que tiene presupuestado para Permian en los próximos años. Y hablar un poco de los *economics* que están encontrando en Permian, en términos de productividad, EUR, etcétera. Yo creo que todo el color que nos puedan dar del Permian, podría ser muy interesante. Eso sería como mi primera pregunta.

Y la segunda, me conecté un poquito tarde, entonces, no sé si ya hayan hablado de todos los impactos de la reforma tributaria, pero es muy sencilla, solamente les quería preguntar si tienen alguna estimación de cuánto podría ser la tasa efectiva de impuestos que pagaría Ecopetrol después de la aprobación de esta reforma tributaria. Y esas serían mis dos preguntas.

Felipe Bayón: Quiubo, Daniel. Gracias. Ya le voy a pedir a Alberto que nos dé un poco más de detalle, pero quiero hacer antes como unas reflexiones de contexto sobre Permian. Primero, el Permian ha mostrado una resiliencia altísima, desde el punto de vista de habernos permitido parar en la pandemia, volver a arrancar, que hoy en día que tenemos, prácticamente, casi 200 pozos en producción, 200 perforados, 185 en producción, hemos visto muy buenos resultados y, sobre todo, muy complacidos con el desempeño que tiene Occidental como operador del *joint venture* ¿no? Es una compañía que permanentemente está buscando superar los *records*, hacer laterales más largos, más etapas de fractura con mayor cantidad de arena, en fin, con todo el tema de eficiencia fue supersuperrelevante, y nosotros esperamos que la producción siga subiendo.

Ahí, Daniel, importante también, pues si esto es más información de detalle, pero nosotros no solo estamos en la cuenca de Midland sino estamos en Delaware, que eso fue algo que hicimos recientemente para ampliar las áreas o las subcuencas donde está operando el JV.

Desde el punto de vista de la rentabilidad o de la generación de valor, esta es una operación que tiene el margen EBITDA más alto de Ecopetrol, ¿no?, 88 %. Desde noviembre, y fíjate, vamos a cumplir ya tres años de operación, el EBITDA generado por esta operación son 727 millones de dólares, o sea, ha generado un EBITDA supersaludable, tienen un *lifting cost*, un OPEX por barril de menos de 4 dólares, 3.80. O sea, desde el punto de vista operativo es competitivo y desde el punto de vista de intensidad de carbono tiene entre 8 y 9 kilogramos de CO2 por barril, que es alrededor de una tercera parte de lo que tienen otros barriles tradicionales. Entonces, como lo miremos, una operación que nos gusta mucho y que nos

está dando muy buenos resultados: producción, reservas y desde el punto de vista de las finanzas también.

Y le voy a pedir, entonces, a Alberto que hable un poco más del detalle, qué planes tenemos, qué vamos a seguir haciendo. Y, después, Jaime que nos hable sobre la tasa efectiva de impuestos. Dale, Alberto.

Alberto Consuegra: Daniel, ¿cómo estás? Gracias por tu pregunta. Yo añadiría dos cosas al mensaje de Felipe en cuanto a la producción. Estamos esperando cerrar el año con cerca de 37,000 barriles en promedio, barriles equivalentes. ¿Y cómo estamos viendo la curva de crecimiento hacia el año 2025? Pues, el año entrante ya estamos pensando en, prácticamente, doblar la producción, serían alrededor de 64,000 barriles, y llegar a una expectativa entre 75 y 77, 000 barriles en los años venideros. Intensivo en CAPEX, todos los años estamos viendo niveles cercanos al billón de dólares. Esto es el resultado del CAPEX propio de la inversión de Ecopetrol más el *carry* que tenemos que hacerle a nuestro socio. Entonces, una expectativa muy buena.

Los resultados desde el punto de vista operativo, desde el punto de vista de yacimientos, de subsuelo, siguen en línea con lo esperado y mantenemos las mismas proporciones que teníamos en el plan en cuanto a crudo y gas, entonces, como dice Felipe, seguimos viendo un negocio resiliente y promisorio para Ecopetrol con nuestra presencia en el Permian.

Felipe Bayón: Alberto, gracias. ¿Jaime?

Jaime Caballero: Hola, Daniel. En el tema de tasa efectiva de tributación, yo creo que la manera de pensarlo es que ustedes ven en el reporte que, a nivel de grupo empresarial, cerramos el tercer trimestre con una tasa efectiva de tributación de alrededor del 33 %, eso es vista grupo.

Lo que plantea la reforma tributaria es una sobretasa que está atada a precio y que, dependiendo de los niveles de precio con que cerremos el año, hacia el próximo año, vamos a terminar con una sobretasa que puede ser del 5, puede ser del 10, puede ser del 15. Y esto es totalmente aditivo, entonces, simplemente, a ese 33, si tuviéramos eso como línea base, hay que agregarle, dependiendo del precio en el que terminemos, o 5, o 10, o 15. O sea que estamos hablando de una tasa efectiva que podría llegar, si tenemos niveles de precio superiores a 83 dólares por barril, podría llegar a alrededor de 48, 49 % vista grupo empresarial. A eso hay que agregarle el impacto del cambio en el tratamiento de deducción de costo a regalías, que nosotros estimamos que estaría entre un 2 a 5 % incremental, o sea que estamos hablando de un potencial techo de tasa efectiva de tributación, techo absoluto en precios altos donde podríamos estar alrededor de 54 %, 55 %, pero si los precios son menores, pues va a ser también menor, y eso es uno de los atributos que le vemos al diseño de la sobretasa como quedó planteada. Gracias.

Felipe Bayón: Jaime, muchas gracias. Daniel, muchas gracias.

Operadora: Una vez más, si tiene alguna pregunta, presione 01 en su teléfono. Adelante, tenemos a Ana María Guasca, de Corredores Davivienda.

Ana María Guasca: Muy buenos días. La pregunta que tengo es con referencia al campo Uchuva, que, si bien se comentó en el reporte algo, quería preguntar del estado actual. Y si nos pueden compartir actualizaciones, como tal, sobre el potencial de hidrocarburos de este campo.

Felipe Bayón: Ana María, gracias. Le voy a pedir a Alberto que nos hable del estado del pozo y de lo que viene hacia adelante. Dale, Alberto.

Alberto Consuegra: Ana María, buenos días. Gracias por la pregunta.

Efectivamente, nosotros manifestamos que el pozo Uchuva que se perforó, fue abandonado, es decir, en este momento está taponando el pozo. ¿Qué esperamos? Esto para nada afecta nuestra visión en materia de potencial que tiene el activo. Simplemente, lo que hace es que seguramente tendremos que, en la fase de desarrollo o en la fase de *appraisal*, revisar cuáles son esas siguientes oportunidades desde el punto de vista de perforación, pero seguimos muy entusiasmados, muy optimistas con los resultados alcanzados en este trimestre.

Felipe Bayón: Gracias, Alberto. Y a Ana María, muchas gracias.

Ana María Guasca: Muchas gracias.

Operadora: Adelante, tenemos a Katherine Ortiz, de Davivienda Corredores.

Katherine Ortiz: Bueno, buenos días a todos, muchas gracias por las explicaciones que han sido muy completas. Me gustaría solo complementar un tema adicional qué nos contaron, y pues también tuvimos por información relevante, la refinanciación del crédito para la compra de ISA y el remanente. Me gustaría conocer un poco las condiciones de esa refinanciación en términos de tasas, si es posible, para entender, en las condiciones actuales, qué implicación está teniendo en términos del costo financiero para Ecopetrol hacia adelante, y si nos pueden dar unas guías también en ese sentido respecto a la deuda adicional que se vencería el próximo año, y cómo avanza la estrategia de refinanciación, y qué esperan ustedes en términos del mayor costo financiero que podría significar para Ecopetrol. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Katherine, gracias. Y le voy a pedir a Jaime que nos ayude con la respuesta. Adelante, Jaime.

Jaime Caballero: Hola, Katherine, ¿cómo estás? En relación a refinanciación, aquí hay como dos temas, uno es ISA y otro es como el resto de vencimientos que tenemos el próximo año.

En relación a ISA, el contexto aquí es, al momento de hacer la adquisición, nosotros suscribimos un crédito de casi 3.7 billones de dólares en condiciones, en ese momento, muy competitivas, una tasa de costo entre 4 y 5 % de interés. Y lo que hemos venido haciendo es trabajando para refinanciar eso de forma tal que tengamos unos vencimientos más cómodos en el tiempo, a tasas igualmente competitivas.

Lo primero que hicimos fue, el año pasado, hicimos una emisión de un bono de 2 billones de dólares, prácticamente, que se hizo en condiciones muy similares en términos de costo de fondeo al crédito de la adquisición, es decir, en el mismo rango de 4 a 5 %. Y este año, o sea, con eso nos quedó un saldo de 1.7, este año tomamos la decisión, en este trimestre, de hecho, de utilizar la línea comprometida que habíamos negociado previamente para también refinanciar esa adquisición de ISA. Se hizo por 1.2 billones de dólares, también el costo de esa deuda está en el mismo rango que les estoy mencionando, y eso pues nos deja con un saldo por cubrir de menos de 500 millones de dólares.

O sea, todo esto para decir, Katherine, que hemos ampliado los plazos para el pago de la deuda de ISA, en términos generales, con los mismos costos de financiación que originalmente se hizo en la adquisición.

¿Cuál es la implicación de esto? La implicación de esto, ustedes escucharon en mis palabras que ISA y la adquisición y el desempeño de ISA ha estado muy por encima de los planes que teníamos, muy por encima de los presupuestos que teníamos, así que las métricas de la adquisición están mejor de lo que las teníamos originalmente y el costo de la refinanciación no ha afectado esas métricas de la adquisición. Entonces, ahí estamos en esa materia.

Ahora, respecto a los vencimientos que tenemos el próximo año, nosotros teníamos unos vencimientos de alrededor de 4.8 billones de dólares. Con lo que hemos hecho alrededor de ISA, pues ya esa suma ha bajado, estamos trabajando una cifra que está en el orden del 3 a 3.2 billones de dólares en este momento, y la estamos trabajando activamente.

Ustedes le habrán escuchado a Felipe hablar de que tenemos una caja de herramientas para abordar esos vencimientos, yo les diría que en este momento estamos evaluando todas las opciones, todas las opciones. Tenemos una inclinación hacia hacer esa refinanciación a través de créditos bancarios, pero mantenemos nuestras opciones abiertas, ¿sí?

Claramente, pues, las tasas de interés a nivel global han subido y la refinanciación de esos montos hacia delante, pues va a reflejar las condiciones de mercado actuales, indudablemente, pero cuando vemos los análisis alrededor del costo de capital de Ecopetrol y vemos que el incremento en el costo de endeudamiento de Ecopetrol asociado a esto es marginal, no es significativo. Y eso, creemos que tenemos que ser pragmáticos y conseguir las mejores condiciones posibles, que nos den tranquilidad de que podemos seguir ejecutando nuestro plan de inversiones hacia delante. Espero esto haya dado claridad, Katherine. Gracias.

Felipe Bayón: Jaime, muchas gracias. Gracias, Katherine.

Katherine Ortiz: Muchas gracias. Perfecto.

Operadora: Adelante, tenemos a Roberto Paniagua, de Casa de Bolsa.

Roberto Paniagua: Muy buenos días, por favor me confirman que me escuchan correctamente.

Felipe Bayón: Sí, Roberto, escuchamos bien.

Roberto Paniagua: Muchas gracias. Esto es un *follow up* a la pregunta que hacían anteriormente de la deuda, gracias por el detalle, y quisiera tener claridad si dentro de esas herramientas aún contemplan, pues a los bajos precios el tema de emisión de acciones en el caso, pues, de que el costo relacionado con esto sea menor al costo de la deuda al cual puedan renegociar cierto endeudamiento. Muchas gracias.

Jaime Caballero: Hola, Roberto, ¿cómo estás?

La potencial emisión, pues, como ustedes saben, y nosotros tenemos una autorización que de momento sería por cinco años, y esa autorización sigue en pie y, en consecuencia, está dentro de la caja de herramientas y es una posibilidad. Lógicamente, nosotros tenemos que considerar la creación de valor para todos los accionistas y cómo esa opción contara relativamente frente a las otras opciones que tenemos. Y eso es una evaluación que es dinámica en el tiempo.

Yo, en este momento, les diría que, y como dije en la respuesta anterior, nuestra inclinación es hacia alrededor de créditos bancarios, pero esta opción no ha desaparecido del todo. Y si las condiciones de mercado evolucionan de forma tal que sea algo atractivo que crea valor para los accionistas, pues la ejecutaríamos.

Felipe Bayón: Gracias, Jaime.

No sé si tengamos más preguntas. Creo que no.

Bueno, entonces, pues cerramos. Nuevamente, muchas gracias a todos por participar el día de hoy en la llamada de resultados, gracias por el seguimiento que hacen de la compañía, por el interés en los temas de la compañía, las preguntas de ustedes siempre las agradecemos y nos sirven mucho para seguir profundizando en muchos de los temas, sabemos, son de la mayor relevancia para ustedes. Entonces, muchísimas gracias y esperamos verlos en una próxima oportunidad y que tengan un muy buen día.

Operadora: Gracias, damas y caballeros. Con esto concluye nuestra conferencia. Gracias por participar, pueden desconectarse.