

LLAMADA DE RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS GRUPO ECOPETROL 3T 2021

Operadora: Buenos días. Mi nombre es Hilda 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 de 2021. En este momento todos los participantes se encuentran en silencio, al final de la presentación se llevará a cabo una sesión de preguntas y respuestas. Antes de comenzar es importante mencionar que los comentarios de la Alta Gerencia de Ecopetrol incluyen proyecciones sobre el desempeño futuro de la empresa, las cuales no constituyen ningún compromiso de resultados futuros ni tampoco consideran riesgos o incertidumbres que pudiesen materializarse, en consecuencia, Ecopetrol no asume ninguna responsabilidad en el evento que los resultados futuros sean diferentes a las proyecciones mencionadas durante esta llamada. Esta conferencia estará liderada por el señor Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol, adicionalmente, participan Alberto Consuegra, vicepresidente ejecutivo operativo, y Jaime Caballero, vicepresidente corporativo de finanzas. Gracias por su atención.

Señor Bayón, puede comenzar.

Felipe Bayón: Muy buenos días. Y bienvenidos a la conferencia de resultados del tercer trimestre del año 2021. Durante este trimestre continuamos entregando resultados reto, incluyendo ya la consolidación desde el pasado mes de septiembre de los estados financieros de Interconexión Eléctrica S. A. (ISA), generamos ingresos por 23.3 billones de pesos, un EBITDA de 10.4 billones de pesos y una utilidad neta de 3.8 billones de pesos. Estos resultados evidencian, principalmente, nuestra exitosa estrategia comercial que nos ha permitido capturar el ambiente favorable de precios internacionales del crudo.

Logramos avances importantes en nuestra agenda estratégica con el cumplimiento de algunos hitos como lo siguiente: el cierre de la adquisición de ISA y el primer periodo de consolidación de sus resultados financieros a los del Grupo Ecopetrol, con el que se materializa este paso transformacional en nuestro proceso de transición energética y descarbonización. La primera operación de manejo de deuda pública externa por 2,000 millones de dólares a través de una emisión de bonos a 10 y a 30 años con la que prepagamos parte del crédito obtenido para financiar la adquisición de ISA. La autorización emitida por la Superintendencia Financiera de Colombia del programa de Emisión y Colocación de Acciones, habilitando así a Ecopetrol por los próximos cinco años para realizar ofertas simultáneas en el mercado local e internacional, brindando mayor flexibilidad y oportunidad en nuestra estrategia de estructura de capital. Alcanzamos también ya el 86 % del total de empleados con esquema completo de vacunación contra el COVID-19.

Vamos, por favor, a la siguiente diapositiva.

La compra de participación controlante en ISA convierte a este nuevo grupo de Ecopetrol en una empresa líder del sector energético en América con participación en la cadena de valor de hidrocarburos, transmisión de energía, autogeneración con energías renovables e infraestructura. Tras el cierre de la transacción, nuestro esfuerzo se ha enfocado en garantizar el cumplimiento, requerimientos legales y regulatorios asociados a los procesos

de consolidación contable, reportes y planeación financiera. Avanzamos también en aspectos de gobierno cooperativo como la elección de la nueva Junta Directiva de ISA, por parte de su Asamblea General de Accionistas que se realizó el pasado 22 de octubre. La nueva composición de la junta permitirá a Ecopetrol ejercer como controlante sobre la compañía.

Por otro lado, quisiera resaltar también que para fines de reporte al mercado los resultados financieros de ISA se incorporan como una nueva línea de negocio adicional a los segmentos existentes. Como filial, ISA mantendrá su promesa de valor e independencia como lo hemos aplicado con el resto de las compañías en las que tenemos participación. ISA aportará experiencia y conocimiento potencializando así nuevas oportunidades de crecimiento. Nos encontramos ante un proceso de integración gradual liderado por la oficina de transición, que es un equipo multidisciplinario con participación de empleados de ambas organizaciones. Este proceso implica el conocimiento recíproco y detallado entre las compañías, la comprensión mutua de sus negocios y la construcción de una visión compartida. Habiendo consolidado una transición ordenada, buscaremos oportunidades que permitan acelerar la captura de valor de nuestra inversión. Vemos potenciales sinergias en áreas como las de almacenamiento de energía, también almacenamiento de combustibles, desarrollo de proyectos de energía renovables, de generación y comercialización de energía en otros países de la región y oportunidades de crecimiento del negocio de hidrocarburos en geografías donde ISA tiene presencia.

Ahora le doy la palabra a Alberto Consuegra, quien nos hablará sobre los principales resultados operativos para el trimestre.

Alberto Consuegra: Gracias, Felipe.

Destacamos el descubrimiento de hidrocarburos luego de la perforación del pozo exploratorio Liria YW12 que confirmó la presencia de gas y petróleo liviano de 49° API, en una nueva estructura cerca del campo de producción de Cupiagua, hito que marca la reactivación exploratoria de la compañía en Piedemonte donde Ecopetrol es el operador. Así mismo resaltamos la declaración de comercialidad de los descubrimientos Boranda y Flamencos-1 como parte de la estrategia de exploración en áreas cercanas a infraestructura existente cuyo objetivo es la incorporación de producción y reservas en corto tiempo. Estos descubrimientos se encuentran ubicados en el departamento de Santander y han producido cerca de 94,000 barriles de crudo correspondientes a la participación de Ecopetrol durante la etapa de pruebas entre enero y septiembre del presente año. Continuando la estrategia exploratoria internacional durante la ronda 17 de la Agencia de Petróleo y Gas de Brasil, el consorcio conformado por Ecopetrol Brasil y Shell adquirió el bloque SM1709, ubicado en la cuenca Santos, ampliando el portafolio en zonas de alto potencial con *breakeven* competitivos cercanos a los 40 dólares por barril.

Pasemos, por favor, a la siguiente lámina.

La producción trimestral fue de 683,600 barriles de petróleo equivalente por día, 22,700 más que el volumen logrado en el segundo trimestre. A pesar de haber logrado la estabilización de la producción de los campos afectados por bloqueos e incrementado las ventas de gas, hitos del plan previamente anunciado al mercado, se presentaron dos eventos climáticos que impidieron que el crecimiento fuese mayor. A nivel internacional la temporada de huracanes en el Golfo de México ocasionó el cierre de pozos y en Colombia la fuerte ola invernal generó daños en el gasoducto Promioriente, el aumento de cortes

eléctricos y la inundación del campo Caricare que produjo el cierre temporal por 20 días. Estos acontecimientos tuvieron un impacto en la producción de cerca de 10,000 barriles en promedio día.

Para el cuatro trimestre esperamos una producción alrededor de 700,000 barriles de petróleo equivalente por día apalancados principalmente en la perforación de entre 110 y 130 pozos, la reactivación del gasoducto Promioriente y la continuidad de la operación del activo Nare, el cual recibimos el pasado 4 de noviembre dada la finalización del contrato de asociación, adicionando en promedio 7,500 barriles por día de petróleo equivalente. Sin embargo, existen algunos riesgos asociados a temas climáticos y de orden público que podrían seguir afectando los niveles de producción.

El gas y GLP aportaron un 21 % a la producción total, destacando la firma del convenio de explotación exploración de gas Santiago de las Atalayas con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el cual permitió el inicio de actividades *pre-drilling* en dos pozos nuevos en el área de Piedemonte. Ante las afectaciones que se tuvieron en la producción de gas por efecto de mantenimientos y eventos climáticos, se procedió a desarrollar una estrategia comercial que permitiera garantizar el abastecimiento de gas a nivel nacional a través de la firma de contratos de contingencia y trabajo conjunto y coordinado con el Ministerio de Minas y Energía y los agentes del mercado. En el frente social, entre enero y septiembre, se han realizado nuevas conexiones de gas y GLP, permitiéndole a cerca de 5,000 nuevas familias de estratos uno y dos contar con este servicio y mejorar su calidad de vida.

Vamos a la siguiente lámina.

El 2021 ha sido un año retador, dada la suma de factores que hemos venido revelando a lo largo del año que han afectado principalmente la curva básica. La reapertura de los pozos ha generado mayores niveles de agua versus crudo que se ha ido estabilizando gradualmente. Los proyectos han tenido impacto por la pandemia y orden público en el frente de proveedores, tiempos de entrega de suministros y de ejecución. Lo anterior se ha ido compensando parcialmente con la implementación de iniciativas como la anticipación de los frentes de trabajo del 2022 e intensificación de la gestión comercial de gas, con lo cual esperamos restablecer la senda de crecimiento, en consecuencia, los niveles de producción proyectados para el 2021 estarían alrededor de 680,000 barriles de petróleo equivalente por día.

Vamos a la siguiente lámina.

En el frente de yacimientos no convencionales resaltamos que el 8 de julio se tuvo el primer diálogo territorial para el Proyecto Piloto de Investigación Integral Platero y el 29 de octubre se radicó el estudio de impacto ambiental solicitando la aprobación de la licencia para la perforación de Kalé. En paralelo, se está avanzando en la documentación del estudio ambiental de Platero en sinergia con lo radicado para Kalé. En agosto se llevó a cabo una encuesta de opinión pública por el Centro Nacional de Consultoría en el área de influencia de los pilotos donde se evidencia un cambio positivo en la percepción que tienen las comunidades hacia la industria y los pilotos de no convencionales, siendo Ecopetrol la petrolera que mayor confianza genera. En septiembre Ecopetrol puso en operación el Laboratorio Ambiental Móvil para la región del Magdalena Medio para que las comunidades tengan un mejor conocimiento de las variables ambientales presentes en su entorno y que permitirá una vez inicie el piloto monitorear su comportamiento. En el frente internacional Permian logró alcanzar un nivel de producción bruta para Ecopetrol de 24,4000 barriles de

petróleo equivalente por día en el tercer trimestre, evidenciando la rápida senda de crecimiento de los no convencionales con un margen EBITDA acumulado del 83 %.

Pasemos, por favor, a la siguiente lámina.

El volumen transportado de productos refinados presentó un crecimiento de 63,000 barriles por día frente al tercer trimestre del año anterior gracias a la recuperación de la demanda local, principalmente en el corredor Galán Sebastopol al abastecer los grandes centros de consumo del país. Por otro lado, el volumen transportado de crudos disminuyó 30,000 barriles por día en comparación con el mismo trimestre del año pasado como resultado de una menor producción. Con el objetivo de asegurar la evacuación del campo Caño Limón se realizaron en el trimestre 11 ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario. Finalmente, quiero mencionar que fue aprobado por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca el acuerdo celebrado entre Frontera, Cenit y Bicentenario para resolver las disputas existentes sobre transporte de crudo en Colombia. Como resultado de la conciliación, Frontera reconoce a favor de Cenit y Bicentenario las obligaciones pendientes bajo sus contratos hasta el 31 de diciembre de 2019, Frontera transferirá a Cenit su participación del 43.03 % en Bicentenario, cede a Bicentenario los dividendos pendientes de pago y los recursos en fiducia que soportan una de las disputas, transfiere los anticipos de años anteriores y entregará a Bicentenario el lleno de línea que tiene en este oleoducto. Como parte del acuerdo, Frontera reconocerá a Bicentenario el valor equivalente a una porción de la deuda sindicada de Bicentenario por la suma de 438,000 millones de pesos.

Adicionalmente, Cenit y Bicentenario obtuvieron la suscripción de nuevos contratos *ship or pay* con Frontera que les permitirán generar ingresos adicionales para el pago de obligaciones incluidas en la conciliación por valor de hasta 92 millones de dólares, suma pendiente de ajuste final según el valor del lleno de línea a la fecha de cierre. Así mismo, ODL, filial de Cenit, obtuvo la suscripción de un nuevo contrato *ship or pay* con Frontera, que le permitirá generar ingresos hasta por la suma de 55.5 millones de dólares.

Los impactos financieros de la transacción corresponden a la recuperación de la cartera total a 31 de diciembre de 2019 por valor de 729,000 millones de pesos. El impacto en EBITDA por una sola ocasión será de aproximadamente 700,000 millones de pesos los cuales se verán reflejados en las cifras del cuarto trimestre del presente año. Adicionalmente, se recibirán ingresos financieros por aproximadamente 41,000 millones de pesos por efecto de intereses de mora y rendimientos de recursos en fiducia.

Vamos a la siguiente lámina, por favor.

Se logró un resultado récord de EBITDA acumulado a septiembre de 2,354 millones de pesos gracias a la realización de inventarios y aprovechamiento de precios de mercado en la Refinería de Barrancabermeja, las estrategias comerciales de Esenttia y un incremento de ventas de gas natural de Invercolsa, logrando mitigar afectaciones derivadas de desafíos operativos y manteniendo el costo de caja del segmento bajo control. Adicionalmente, nos place informar que se anticipó el cumplimiento de la entrega de gasolina en 50 partes por millón previsto por regulación para enero del 2022. El margen bruto integrado de las refinerías se mantuvo en niveles prepandemia pese a tener una dieta más costosa dada la recuperación del *brent*, un escenario retador para la realización de productos valiosos especialmente en la Refinería de Cartagena por el descuento en el diésel de exportación y la parada programada del tren de Petroquímica y la unidad de alquilación en la Refinería de Barrancabermeja.

La carga integrada en el mes de septiembre estuvo por encima de los 365,000 barriles día, superando las restricciones la carga de las reingenierías afectadas por eventos de orden público en el oleoducto Caño Limón Coveñas en Barrancabermeja y en Cartagena una contingencia eléctrica presentada en el mes de agosto, así como a programaciones de mantenimientos correctivos en la unidad de craqueo catalítico. El impacto EBITDA de estas contingencias presentadas en el tercer trimestre de 2021 fue de 121,000 millones de pesos. Se viene ejecutando un plan de paradas que tiene como propósito mejorar la confiabilidad de las refinerías que permitirá llevar la disponibilidad operacional de 92.5 % en el 2019 a 94.2 % en el 2021 y hasta niveles de referencia internacional superiores al 96 % en el 2024, a ello se suman mantenimientos programados a la TA en las plantas una y dos en Esenttia.

Pasemos a la siguiente lámina, por favor.

Durante los primeros nueve meses del año, alcanzamos eficiencias por cerca 1.8 billones de pesos, destacando la reducción del factor de dilución, la eficiencia energética y los ahorros obtenidos con la implementación de energías renovables. El costo total unitario acumulado a septiembre creció 10.3 dólares por barril frente al mismo periodo del año anterior ubicándose en 36.5 dólares por barril, debido principalmente a mayores costos de compras e importaciones asociados a mayores precios *brent*. Por su parte, el costo de levantamiento acumulado a septiembre aumentó 0.87 dólares por barril frente al mismo periodo del año anterior ubicándose en 8 dólares por barril. Debido al mayor número de intervenciones a pozo la realización de trabajos de seguridad de procesos y HC contemplados en el plan, así como al aumento del costo de los servicios petroleros por reactivación de los precios del crudo. Para el cierre del año, esperamos estar alrededor de 8.5 dólares por barril. El costo de barril transportado presentó una leve disminución frente al año anterior ubicándose en 2.9 dólares por barril gracias al control de costos variables dados los menores volúmenes transportados. Por su parte, el costo de caja de refinación acumulado a septiembre presentó una tendencia baja frente a años anteriores relacionada con consumos de gas y su logística de suministro.

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

Jaime Caballero: Gracias, Alberto.

Durante los nueve meses terminados en septiembre de 2021, la utilidad neta de Ecopetrol se ubicó en 10.6 billones de pesos, superando en más de nueve veces el resultado obtenido durante el mismo periodo del año anterior. Ese incremento se explica principalmente por una mayor generación de EBITDA de 15.5 billones de pesos, donde se destacan los siguientes factores: un efecto neto positivo por 13 billones por precios de realización, mejores diferenciales de crudos y mayor TRM en compras y ventas, una valoración positiva de inventarios por 4.2 billones asociados a precios de mercado y al incremento de buques en tránsito hacia India y Los Estados Unidos dada la nueva estrategia comercial de entregas en el puerto al cliente y la consolidación del 100 % del EBITDA generado por ISA por 0.7 billones de pesos correspondiente a un mes de operación después del cierre de la adquisición.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un menor volumen de compras y ventas por 1.5 billones de pesos, afectado por las paradas programadas y mantenimientos correctivos en las refinerías, mayores costos de actividad operacional por 0.6 billones asociados principalmente a mantenimientos y mayor consumo de materiales con ocasión de la

reactivación económica y otros efectos en el EBITDA por 0.4 billones de pesos relacionados con el incremento en gastos exploratorios, reconocimiento de provisiones de obras públicas y provisiones ambientales, entre otros aspectos. Así mismo, el resultado acumulado recoge el impacto de tres factores no operacionales: El efecto positivo no recurrente por 0.4 billones reconocido en enero por la desinversión de Savia Perú. Una variación negativa asociada a otras partidas que no constituyen caja por 1.8 billones, que incluyen diferencia en cambio, depreciaciones, impuestos, gastos financieros, interés no controlante de ISA por 0.7 billones y de 1 billón en las demás filiales. Una mayor provisión por impuesto de renta derivado de los mejores resultados y como consecuencia del recalcu del impuesto diferido por 36,000 millones tras la aplicación de las nuevas tarifas de renta derivadas de la Reforma Tributaria que cambió la tasa impositiva en Colombia de 30 a 35 %. Como se evidencia con estos resultados, el tercer trimestre muestra una clara continuidad de la tendencia favorable de resultados financieros de la compañía.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver los principales resultados financieros de ISA. Para el tercer trimestre y los nueve meses terminados en septiembre de 2021 el EBITDA de ISA continúa su tendencia de crecimiento, con un aumento de 5.8 y 5.2 % respectivamente frente a los mismos periodos en 2020. La utilidad neta disminuyó impactada por eventos no recurrentes como los costos asociados al reperfilamiento de la deuda en Interchile, donde además se reconoció el pago del cierre del derivado asociado a dicha deuda por un total de 273,000 millones de pesos. Y el mayor gasto por impuesto diferido de 146,000 millones con ocasión de la aplicación de las nuevas tarifas de la Reforma Tributaria en Colombia. En ausencia de estos impactos, la utilidad de ISA del trimestre habría sido de 541,000 millones y de 1.6 billones acumulado a septiembre. La consolidación contable se realiza mediante una combinación de negocios bajo control común en el marco de la NIIF 3, se ha establecido un nuevo segmento que incorpora los resultados a partir del mes de septiembre propios de ISA y los gastos relacionados con la deuda contraída para la adquisición. El aporte de ISA es significativo para el Grupo Ecopetrol y se irá incorporando progresivamente durante los próximos periodos contables. Al normalizar la consolidación para los nueve meses terminados en septiembre la contribución de ISA al EBITDA habría sido de 5.3 billones, lo que representaría cerca del 19 % del total. En cuanto a la utilidad neta el aporte se habría ubicado en 0.6 billones de pesos y en 0.8 billones al excluir los eventos no recurrentes mencionados anteriormente. Tras la consolidación, los activos y pasivos del Grupo Ecopetrol se incrementan en 82 y 55 billones de pesos respectivamente. El patrimonio total se incrementa en el concepto de interés no controlante en 27 billones de pesos. Los valores de activos, pasivos y participaciones no controlantes, así como el *goodwill*, son preliminares y serán actualizados con montos definitivos a diciembre de 2021.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver los principales indicadores financieros. Los indicadores financieros acumulados reafirman la capacidad de Ecopetrol de capturar el ambiente favorable y los beneficios iniciales de ISA al incluir el primer mes de sus resultados en el consolidado luego del cierre de la adquisición. A nivel del negocio de Oli & Gas se destaca el EBITDA por barril que alcanzó niveles récord de 40.2 dólares por barril y resultados trimestrales de 40.1 dólares por barril. Estos niveles comparan muy favorablemente contra otros pares de la industria. El *breakeven* de utilidad neta continúa mejorando respecto al cierre de 2020 y al mismo periodo del año anterior, situándose en 34.8 dólares por barril gracias a la recuperación en los diferenciales de productos y mayores cargas en las refinerías. En cuanto a los resultados de ISA, se destaca el margen EBITDA descontando construcción que se ubicó en 77.7 %, en línea con el año anterior. El ROE de ISA para el trimestre se vio afectado por el impacto derivado del reperfilamiento de la deuda

que no ha afectado el resultado de Vista Grupo en la medida que se derivó de un hecho previo a la adquisición y, por ende, se llevó contra patrimonio. El margen EBITDA acumulado para el Grupo Ecopetrol se ubicó en 46.7 %, entre los más altos registrados históricamente, superando niveles previos a la pandemia. El indicador de apalancamiento del Grupo Ecopetrol se ubica en niveles similares a 2020 al incorporar la deuda y EBITDA de un mes de ISA. Normalizando el indicador con los últimos 12 meses de EBITDA de ISA, se ubicaría en 2.4 veces.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver los principales aspectos a destacar de la estrategia comercial y sus aportes a los resultados financieros. La estrategia comercial ha sido fundamental para la exitosa captura de valor en las condiciones de entorno actuales, son pilares de la estrategia la estable calidad de nuestras mezclas, la confiabilidad en el suministro y la flexibilidad contractual. Acumulado a septiembre de 2021 el precio de realización de nuestra canasta de crudos representa el 94 % del precio *brent* de referencia durante el periodo frente a 76 % en el mismo periodo del año anterior. Se destaca el incremento en los barriles entregados con destino a Corea del Sur, India, Brunéi, Suecia y la Costa del Golfo de México en los Estados Unidos, pasando de participar un 17 % en el tercer trimestre del 2020 al 37.5 % en el tercer trimestre del 2021 en términos volumétricos. Esta estrategia ha permitido lograr mayores beneficios en el margen comercial comparado con los cargamentos vendidos y entregados en el puerto Coveñas, así mismo, continuamos maximizando el valor de los crudos y productos a través de estrategias de *asset back trading* con un beneficio incremental de 47 millones de dólares, alcanzando a corte de septiembre casi el doble de lo logrado durante todo el año de 2020. Estimamos que en lo corrido del año el esfuerzo comercial ha aportado al EBITDA del Grupo Ecopetrol unos 339 millones de dólares, equivalentes a un dólar con 19 centavos por barril, resultado de la ejecución de la estrategia en exportaciones, compra de nuevos productos para la refinería, beneficios por internaciones y ahorros por eficiencias en energía, entre otros. La venta de gas y GLP, elemento fundamental de la estrategia, aportó al EBITDA cerca de 15 dólares por barril, lo cual muestra la importancia de este producto en los resultados de la compañía.

En la siguiente lámina veremos los principales puntos a destacar de la inversión orgánica del grupo empresarial. Si bien la ejecución de inversiones ha sido afectada por interrupciones en las cadenas de abastecimiento globales, problemas de orden público y tiempos regulatorios mayores a los esperados, con corte a septiembre se han ejecutado inversiones orgánicas en el negocio de Oli & Gas, cercanas a 2,200 millones de dólares mostrando una recuperación importante frente al año pasado. La participación del segmento de exploración y producción sobre el total de inversiones fue del 77 % con foco en aumento de producción y reservas, mientras que el 23 % fue destinado a los segmentos de transporte, refinación y corporativo.

Para el cierre del año esperamos ejecutar inversiones orgánicas en el rango de 3,300 a 3,500 millones de dólares. Los principales focos para el cuarto trimestre serán incrementar taladros en operación directa de Ecopetrol, asegurar la llegada de materiales que han presentado retrasos de abastecimiento, aumento en la actividad de *impairment* Ecopetrol América y Hocol y repunte de actividad en las refinerías.

En relación con el CAPEX de ISA, su ejecución acumulada al tercer trimestre se ubicó en 946 millones de dólares, destinados principalmente al avance en la construcción de proyectos de transmisión de energía en los países de operación de la compañía. ISA proyecta un cierre de CAPEX a 2021 en niveles cercanos a 1,200 millones de dólares.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver el flujo de caja. El saldo de caja al cierre del tercer trimestre fue de 13.1 billones de pesos, con un flujo operativo que aportó 11.5 billones de pesos. ISA aportó 6 billones de saldo de caja y 0.5 billones de flujo operativo respectivamente. El componente de inversión para el acumulado del año presentó una salida de recursos por 8.8 billones de pesos relacionados con CAPEX. El flujo de financiamiento sin tener en cuenta el crédito de la adquisición de ISA presentó una salida de recursos por 2.8 billones de pesos para amortizaciones de capital y pago de intereses. En lo corrido del año, se han realizado el pago de dividendos por 1.4 billones a los accionistas de Ecopetrol y accionistas no controlantes de las empresas filiales. El saldo final de caja se compone de recursos en efectivo y equivalentes por 10.1 billones y portafolio de inversiones de corto plazo por 3 billones. Los recursos líquidos del grupo se encuentran denominados 64 % en dólares y 36 % en pesos. Este saldo de caja no incluye el saldo a favor con el fondo de estabilización de precios de los combustibles FEPC, el cual a corte del tercer trimestre asciende a 7.2 billones de pesos. Es importante destacar que el recientemente aprobado presupuesto general de la nación incluye una provisión específica de 2.7 billones de pesos para el reconocimiento de este rubro, así como mecanismos presupuestales adicionales para atender el saldo de las obligaciones.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina.

Por último, destacamos la realización de nuestra primera operación de manejo de deuda pública externa por 2,000 millones de dólares, mediante la cual se refinanció parcialmente el crédito de 3,672 millones de dólares obtenido para la adquisición de ISA. Esta aplicación permite optimizar el perfil de vencimiento de deuda del Grupo Ecopetrol a tasas de mercado en niveles históricamente bajas desde 2014. La operación tuvo una demanda robusta alrededor de 270 inversionistas de diferentes geografías a nivel global con posturas individuales de hasta 470 millones de dólares, lo cual evidencia la confianza, la fortaleza financiera de Ecopetrol. Esta transacción, junto con la aprobación del programa Emisión de acciones por parte de la Superintendencia Financiera, probó en flexibilidad y acceso a diferentes fuentes de financiación a nivel de deuda y patrimonio con el objetivo de continuar optimizando el perfil de vencimientos y apalancar la estrategia de transición energética de la compañía.

Paso ahora la palabra al presidente para sus comentarios de cierre.

Felipe Bayón: Jaime, muchas gracias.

Continuamos avanzando en cada uno de los pilares de la estrategia de sostenibilidad, en la dimensión ambiental, particularmente en los proyectos de energía renovables, quiero destacar lo siguiente: La apuesta en operación del ecoparque Solar San Fernando en el departamento del Meta con una capacidad instalada de 61 mega vatios que abastecerá parte de la demanda de energía de las operaciones de Ecopetrol y de Cenit evitando la emisión de más de 508,000 toneladas equivalentes de CO₂ durante los próximos 15 años y contribuyendo al plan de descarbonización del grupo. Este hito se suma a las emisiones evitadas por el ecoparque Solar Castilla que ya son más de 21,000 toneladas de CO₂ desde su entrada en operación en octubre del año 2019. También el ecoparque Solar Castilla nos ha permitido ahorros operacionales por cerca de 2 millones de dólares, con San Fernando la capacidad de energía renovable del Grupo Ecopetrol se ubica ya en 112 mega vatios. Por otro lado, Ecopetrol inauguró la planta de aprovechamiento de gas del campo Chichimene, que evitará la emisión de unas 44,000 toneladas de CO₂ equivalente cada

año y servirá para abastecer parte de la energía que requieren los campos de Chichimene, Apiay, CPO-09 y Castilla ubicados en el departamento del Meta.

En el frente de hidrógeno, resaltamos la participación activa de Ecopetrol como uno de los actores claves en la construcción de la hoja de ruta hidrógeno en Colombia buscando el desarrollo de esta fuente de energía en el país. Por otra parte, nos unimos al grupo de trabajo sobre información financiera relacionada con la naturaleza *TNFD*, por sus siglas en inglés, para desarrollar un marco de reporte que identifica riesgos y oportunidades en relación con la mitigación de impactos negativos en el medio ambiente. La semana pasada participamos en COP26 en Glasgow y en Escocia como parte de las entidades que representaron a Colombia. Además de discutir sobre acciones que permitan mitigar la emergencia climática actual, tuvimos acercamiento con diferentes organizaciones líderes para explorar potenciales alianzas en el desarrollo de oportunidades de nuestra hoja de ruta de cero emisiones netas y transición energética.

En el frente de tecnología, quiero destacar la captura de beneficios por 36 millones de dólares en lo corrido del año en nuestra agenda de transformación digital y el reconocimiento a nuestro programa Innovación abierta 100 por 100, que nos hace el estándar buenas prácticas de desarrollo sostenible liderado por el pacto global de las Naciones Unidas.

En materia social, Ecopetrol obtuvo la certificación del sello plata equipares por un puntaje de 98,47 %, sumando así ya cinco compañías del grupo que cuentan con procesos favorables para la equidad de género.

Avancemos, por favor, a la siguiente lámina.

Para concluir, durante el trimestre logramos avances concretos de cara a la transición energética tales como el cierre de la adquisición de ISA, marcando un hito en la historia del país y de ambas organizaciones y convirtiéndose en la oportunidad de consolidar al Grupo Ecopetrol como una nueva empresa de energía líder y con mayor capacidad para seguir generando valor de manera sostenible. Mantenemos resultados financieros sólidos para nuestros accionistas y todos nuestros grupos de interés, seguiremos consolidando nuestra estrategia integrada manteniendo foco en el negocio tradicional al tiempo que avanzamos los pilares de la transición energética. 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.

En este momento me gustaría recordarles a los participantes: si tienen una pregunta que realizar, presionen asterisco y luego el número uno en el teclado de su teléfono. Si desea retirarse del listado de preguntas presione el *pound key*. Nuevamente, si tiene una pregunta, presione asterisco y luego el número uno en su teclado telefónico. Nuevamente, si tiene una pregunta, presione asterisco uno en su teléfono.

Tenemos una pregunta del señor Andrés Cardona, de Citigroup. Adelante, por favor.

Andrés Cardona: Muy buenos días, Felipe, Jaime y a todo el equipo de Ecopetrol. Felicitaciones por los resultados.

Yo tengo un par de preguntas, la primera, a mí me gustaría entender cuánto es el *spread* que hoy día están recolectando en caja por los precios de petróleo que están vendiendo domésticamente versus el precio que le dan de estar recolectando. En otras palabras, lo que me gustaría entender es cuánto tiene que incrementar ese precio para que la cuenta por cobrar deje de incrementarse, y yo entiendo muy bien cómo funciona el mecanismo de la fórmula, pero me gustaría entender el *spread* que hoy día tienen. Lo segundo es con el cierre de la transacción y ustedes habían mencionado en la llamada anterior que les gustaría esperar que la transacción cerrara para poder comentar sobre los planes que eventualmente pueden tener para ISA, si han considerado o analizado el portafolio y evalúan algún tipo de desinversión en ISA. Y la tercera es si nos pueden compartir la producción de cierre del 3q, no la promedio, sino dónde terminó el trimestre o si mejor aún tienen información de cómo cerró, por ejemplo, la producción de octubre o cómo está al día de hoy. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Andrés, quiubo, muy buenos días. Y gracias por las preguntas.

Varias cosas, voy a arrancar con producción, después le damos la oportunidad a Alberto que nos cuente un poco más, pero recordar, el tercer trimestre 684,000 barriles equivalentes, que son 23,000 barriles más que el segundo trimestre y 8,000 barriles más que el primer trimestre del año. Direccionalmente, hemos dicho que esperamos que el cuarto Q cierre alrededor de 700,000 barriles, como yo lo pondría es: hay una recuperación, hemos desde el punto de vista de actividad, el número de pozos, restablecimiento de condiciones de vertimiento de agua en Castilla, en fin, hay unos temas que estamos trabajando, por ejemplo, suministro de gas en una línea que se llama el Promioriente, el recibo de Nare la semana pasada. Hay varios factores que ayudan a contribuir para que ese nivel de 700,000 barriles el cuarto Q lo veamos como posible, pero ahorita le pido a Alberto que nos dé más detalles.

En términos de FEPC era la primera pregunta le voy a pedir a Jaime que nos dé un poco más de detalle, yo creo que es un tema que ustedes entienden con total claridad y entienden la construcción del FEPC y cómo son las cuentas, pero sí le voy a pedir a Jaime que nos dé un poquito más de color y más de detalle en ese tema que es un tema absolutamente fundamental.

Y en términos de ISA, contarles lo siguiente, primero, confirmarles que Jaime Caballero y yo ya estamos como miembros de la Junta Directiva, participamos de los comités, de negocios y demás, y eso es un primer paso bien importante en términos de poder ejercer como controlantes. ISA tiene una estrategia al año 2030 que es una estrategia robusta y que fue fundamental en el análisis que hicimos durante más de dos años para llegar a la oferta y finalmente al cierre de la transacción. En ese sentido, vemos una estrategia muy sólida, muy bien pensada. ¿Qué sucede? Que como en estos negocios, como en todos los negocios hay temas que son variables, hay temas que hay que ajustar, hay temas de coyuntura, hay nuevas necesidades de infraestructura en diferentes partes de la región, y en ese sentido, muy activamente trabajar con ellos no solo en establecer, por ejemplo, presupuesto del próximo año, sino esa visión de los próximos tres años y cómo eso acompaña precisamente la estrategia 2030 que tiene ISA. Entonces, estamos en todo ese proceso, por ahora no estamos viendo desinversiones, estamos analizando muchos temas en el seno precisamente de la Junta Directiva de ISA y dentro de las normas y el contexto del gobierno corporativo de ISA. Entonces, Alberto, ¿por qué no arrancas con producción? Y Jaime después pasamos al tema del FEPC. Adelante, Alberto. Gracias.

Alberto Consuegra: Felipe, gracias. Andrés, buenos días.

Con relación a producción y ya entendiendo lo que mencionaba Felipe tenemos que decir que el *exit rate* de producción del tercer Q fue de 680,000 barriles. ¿Qué ha pasado durante el mes de octubre? El *exit rate* del mes de octubre es de 682,000 barriles, tanto el mes de septiembre como el mes de octubre han estado afectados por eventos climáticos no recurrentes, específicamente la situación presentada en el Golfo de México donde tuvimos los impactos del huracán Iota, que no solamente afectaron los campos de producción de Ecopetrol, sino de todos los operadores del Golfo de México. Eso por un lado, y eso nos sacó de pacto alrededor de 10,000 barriles por día. Y además de eso, la situación que ya mencionó Felipe relacionada con la salida del gasoducto Promioriente que nos cierra la producción del campo Gibraltar, producción combinada de gas eso son alrededor de unos 8,000 barriles.

Entonces, ¿qué estamos haciendo en el mes de noviembre en detalle? Primero, hay un crecimiento en la actividad ya planeada, tenemos un mayor número de taladros, la expectativa es que estemos perforando entre 110 y 130 pozos de desarrollo, eso, por un lado, además de eso, actividad en intervenciones de subsuelo para asegurar que con estos trabajos de *workover* saquemos el máximo producto de producción tanto para beneficio de la producción del cuarto Q, como del arranque de la producción del año 2022. Una tercera cosa que está sucediendo en el mes de noviembre es que estamos recibiendo la producción del asociado en los campos Nare. Ya hemos dicho que el día 4 de noviembre recibimos este activo y eso implica que vamos a tener un incremento en nuestra producción de alrededor de unos 7,500 barriles. En total eso nos da la perspectiva de un trimestre mucho mejor, mucho más robusto en términos de producción, pero entendiendo que vamos a tener que seguir manejando riesgos climáticos, todavía nos falta cerrar este mes de noviembre y, además de eso, temas de entorno que se nos pueden presentar, pero estamos en línea para tener una producción alrededor de 700,000 barriles en este cuarto trimestre.

Jaime Caballero: Bueno, y voy a tomar ahora la pregunta sobre el FEPC. Muy buenos días a todos. Gracias por su interés en Ecopetrol. Andrés, te voy a dar una respuesta un poco amplia para ponerle color al tema de cómo pensar alrededor del saldo, tenemos un saldo de 7.2 billones al corte del tercer Q, y cuando uno lo desagrega direccionalmente la mitad del saldo corresponde a subsidio al diésel y la otra mitad corresponde a subsidio de la gasolina, fundamentalmente. Si uno mira las cifras año corrido, lo que estamos viendo es que Ecopetrol ha sido reconocido alrededor del 63 % del precio internacional del diésel y alrededor del 67 % del precio internacional de la gasolina. Lógicamente el saldo, o sea, 37 % del precio internacional del diésel se está yendo a la cuenta de FEPC, 33 % del saldo del precio internacional de la gasolina se está yendo a la cuenta. Cuando nosotros nos paramos en septiembre, el último mes, y un poco para ver porque se está ampliando un poco la brecha lo que estamos viendo es que, y aquí voy a ser específico, un barril de diésel equivalente estaría en 94 dólares. Ecopetrol fue reconocido, 52 nos entraron directamente, hemos pagado 52, entraron como caja y hay 42 que van a la cuenta con FEPC, ese es el efecto financiero específico que tú ves ahí. Y en gasolina el precio internacional equivalente serían 91 dólares. Ecopetrol fue reconocido, o sea, le entraron en caja 56 dólares y 35 fueron a la cuenta por cobrar. Así está operando un poco el fondo recientemente.

Temas importantes aquí, claramente lo que estamos recibiendo en caja más que cubre los costos operacionales asociados a la producción, los cubre de forma bastante holgada, así que esto no nos genera un problema de precios de equilibrio ni nada por el estilo. ¿Qué estamos viendo ahora octubre? Y para dar una información puntual, lo que estamos viendo

un poco es que esa brecha, ese *spread* que tú mencionas representa alrededor de 1.2 billones de pesos mes aproximadamente, o sea, si no hubiera ajustes, de no haber ajustes en los precios al consumidor final, estamos hablando de una acumulación más o menos de ese orden 1.2 billones al mes. ¿Y de cuánto tendrían que ser los ajustes? Los ajustes tendrían que ser de aproximadamente 3,500 a 4,000 pesos para que ya no haya más acumulación en el galón. Esa es un poco la situación general, Andrés. Gracias.

Operadora: Gracias. La siguiente pregunta viene de Andrés Duarte de Corficolombiana. Adelante, por favor.

Andrés Duarte: Buenos días. Muchas gracias por tomas mis preguntas. Tengo tres preguntas, la primera tiene que ver con la emisión que hicieron recientemente, quiero saber qué porcentaje de esos 2,000 millones va para el prepago de la deuda de los 3,672 millones de dólares. La segunda pregunta tiene que ver con el DAT, y es básicamente bajo los niveles de precios internacionales actuales y teniendo en cuenta la expectativa del próximo año, ¿qué cambios se han presentado y qué cambios esperan en cuanto al desarrollo de proyectos *offshore* de gas en Colombia? Si estos precios han hecho más viables en alguna proporción a los proyectos de gas *offshore*. La tercera pregunta tiene que ver con los *impairment* y el nivel de precio que se ha presentado este año en el petróleo y la expectativa a niveles de precio el próximo año, es, ¿cómo se explica o cómo se puede entender la ausencia de recuperación por *impairment* de activos de largo plazo, a pesar del muy buen desempeño que ha tenido el precio del petróleo? Y si para el cuarto trimestre, entonces, podríamos esperar un movimiento importante en esa cuenta.

Muchísimas gracias. Y felicitaciones por los resultados.

Felipe Bayón: Andrés, muchas gracias por la pregunta. Y gracias por las felicitaciones que haremos extensivas a los 17,000 colaboradores del Grupo Ecopetrol.

Voy a dar un poco de contexto y después le voy a pedir a Alberto y a Jaime que hablen específicamente del tema del *offshore* y el gas, y del tema del *impairment*. La primera pregunta, ¿qué proporción de los 2,000 millones que se emitieron en bonos se va a utilizar para prepagar el crédito? La respuesta es el 100 %, todo, entonces, esa creo que es bastante sencilla. En términos de *offshore* nosotros estamos con unos precios que utilizamos en portafolio internamente para mirar los proyectos, y la respuesta también muy sencilla y directa es que todos los proyectos en este momento son rentables con esos precios y nosotros tenemos unas condiciones que uno podría decir son posiblemente un poco conservadoras, pero la manera de pensarlo es buscando resiliencia de esos proyectos.

Hoy tenemos particularmente en el área del Golfo de Morrosquillo y hacia Panamá, Kronos, Gorgon, Glaucus, que es el conjunto que denominamos KGG donde vamos a estar perforando un pozo de delimitación el próximo año, esos son proyectos robustos y ahí el desafío como lo es en los otros proyectos de gas es lo que llamamos *time to market*. ¿Qué tan rápido podemos traer esas moléculas al mercado, si hacemos desarrollos que sean modulares y que permitan generar caja, entregar gas al mercado y hacer ese tránsito de recursos potenciales a reservas? Y también tenemos proyectos en el área de La Guajira, uno mira proyectos potenciales Uchuva, Rubí, el mismo Orca, del que hemos hablado que estamos trabajando, pero el mensaje es que todos los proyectos pasan con los precios actuales y ese es el mensaje de alto nivel.

En términos de *impairment*, y ya ahorita le paso la palabra a Alberto y a Jaime, si bien el *impairment* es un ejercicio de fin de año, todos cerramos año, miramos nuestras proyecciones de los flujos futuros y demás, hoy sí veíamos que en el *upstream* vamos a tener un comportamiento positivo y se puede hablar de recuperación. En el *downstream* posiblemente no sea favorable, sino sea desfavorable y es algo que estamos trabajando, pero bueno, ustedes lo han visto esto en los años, esto ha tenido variabilidad, unos años hay recuperación, unos años hay un deterioro o un *impairment* negativo.

Entonces, Alberto, hablemos un poquito más, por fa, del tema de gas y cómo estamos viendo estos desarrollos hacia adelante.

Alberto Consuegra: Sí, Felipe. Un saludo, primero, para Andrés. Para complementar lo mencionado por Felipe, yo empezaría diciendo cómo es el mercado de Colombia, los precios de gas no están atados a indicadores internacionales, eso hace que nuestro mercado aquí en particular sea un mercado estable, resiliente, muy influenciado por el tema regulatorio. Sin embargo, hay una cosa cierta hoy en día por los precios internacionales del gas, el caso importado, sí está llegando mucho más costoso a Colombia y eso es un incentivo para la exploración y para la potencial producción de estos proyectos de *offshore*, ese es un mensaje importante que podemos decir. Entonces, en la medida que ese diferencial entre los precios de importación se mantenga alto va a haber un gran incentivo para que nosotros sigamos explorando y tratando de sacar el mayor provecho, el mayor valor de estos activos que tenemos en el negocio colombiano.

Felipe Bayón: Jaime, tema de *impairment*.

Jaime Caballero: Tema *impairment*, sí. Yo creo que, Andrés, la manera de pensarlo el *impairment* hay varias cosas, como Felipe dijo, es un ejercicio primordialmente de fin de año, es cierto que en el pasado hemos tenido algunas instancias donde en otros trimestres hemos hecho ajustes, pero es un por cambio en las condiciones abruptas, cambios en las condiciones del mercado es cuando eso ha ocurrido, lo normal es que esto sea un ejercicio de fin de año, ¿por qué? Primero, un primer tema es que esto es una vista de muy largo plazo del negocio, si bien estamos en una coyuntura de precios altos, en este momento eso no necesariamente significa que tú tengas una perspectiva de muy largo plazo de precios alcistas. Eso es lo primero para considerar, que parte es de conversaciones que tenemos aquí a fin de año. Lo segundo es que aquí hay múltiples variables más allá del precio, tenemos temas, por ejemplo, como los márgenes concretos en el segmento de refinación, tenemos la evolución de las tasas de descuento, tenemos también protagónicamente el ejercicio de reservas que hacemos a fin de año y que es auditado como ustedes saben. Entonces, todas esas variables hay que tenerlas en cuenta para hacer un ejercicio concienzudo.

¿Qué estamos esperando nosotros? Y ese proceso está a punto de arrancar, si ese proceso de verificación y auditoría de reservas, lo que estaríamos nosotros esperando direccionalmente es que hay vientos favorables para la conversión de *long* en materia de *impairment*, ahí hay vientos favorables. El precio CEC de los últimos 12 meses va a ayudar, sí. La conversación o nuestra prognosis de cómo está evolucionando las reservas es positiva, está mejorando, nuestro compromiso con el tema del 100 % de reposición de reservas lo vemos muy sólido hacia adelante. Todas esas cosas van a ayudar en la conversión *impairment* en el *long*. Habiendo dicho eso, sí vemos también presiones en el *down* y en el *mid*, vemos algunas presiones, en el *down* hay presiones alrededor de los márgenes de refinación hacia adelante, si bien estamos en un momento donde los

márgenes han mejorado *year and year*, cuando uno mira los márgenes a largo plazo hay ciertos riesgos asociados a temas de demanda en la transición energética y son temas que estamos evaluando. Entonces, en el *down* hay riesgos que vamos a evaluar como parte del proceso y en el *mid* también hay ciertos riesgos asociados a algunos segmentos puntuales de la cadena, algunos segmentos. Cuando uno ve la curva de producción país a largo plazo, la curva de protección país se ve robusta, la vemos robusta, pero la distinción de la curva geográfica cambia año a año dependiendo de la evolución de los proyectos y eso también hay que revisarlo en detalle. Todo esto para decir que es el ejercicio que vamos a hacer en los próximos meses y que seguramente ustedes van a ver las conclusiones del mismo cuando anunciemos los resultados del cuarto Q. Gracias.

Operadora: Gracias. La siguiente pregunta viene del señor Ricardo Sandoval, de Bancolombia. Adelante, por favor.

Ricardo Sandoval: Buenos días para todos. Muchas gracias por la llamada y felicidades por los resultados.

Yo tengo tres dudas, la primera es si, por favor, me pueden dar más color sobre el plan de exploración *Near Field Exploration*, quisiera saber un poco cuáles son esos objetivos que tiene este plan en términos de producción, cuánto podría llegar a aportar en producción en el corto plazo y en reservas cuánto podría llegar a ser el potencial que estaría buscando el plan agregado. La segunda pregunta tiene que ver con la adquisición de ISA, y es que tengo entendido que después de la adquisición se debe realizar una homogeneización de algunas metodologías contables. Teniendo en cuenta que ISA es particular en varias formas de cómo lleva su contabilidad por la diferencia de activos que se tienen, quisiera saber si se prevé algún efecto negativo o positivo que no sea recurrente en los resultados del cuarto trimestre del año 2021 para ISA o para Ecopetrol. Y, finalmente, la tercera pregunta es, quisiera saber si en el mediano o en el largo plazo Ecopetrol podría llegar a prestarle dinero a ISA para nuevos proyectos o si el fondeo de ISA va a seguir siendo independiente de Ecopetrol. Gracias.

Felipe Bayón: Ricardo, muchas gracias. Buenos días.

Voy a dar un poco de contexto y le pido también a Alberto y a Jaime que nos ayuden con más detalle. En términos de *Near Field Exploration*, ha sido fundamental el enfoque para buscar posibilidades, prospección cerca de los campos de producción donde tenemos infraestructura y uno lo mira en temas como Flamencos, en temas como Boranda, en temas que son operados por nosotros, en temas que hace Hocol, en temas que hacen los socios. Y claramente la línea de *Near Field Exploration* es fundamental en términos del paradigma y buscando nosotros producción rápida, este año llevamos más de un millón de barriles que vienen de temas de prácticamente *Near Field Exploration*, o sea, es utilizar estas actividades exploratorias para tener información dinámica de los yacimientos a través de la producción rápida y sobre todo pa poder generar caja también de esos desarrollos, entonces, eso es bien importante. El caso de Liria YW que anunciamos esta semana, hicimos una prueba, el pozo está cerrado en este momento, hicimos una prueba preliminar, unos 30,000 barriles afectados, pero hicimos preinversiones para poder conectar el pozo más o menos en el primer trimestre del próximo año, no tener que esperar un año o más tiempo, sino adelantarnos y ese es el concepto en términos muy prácticos de *Near Field Exploration*. Y ahorita le paso a Alberto.

Y en términos de ISA no vemos un impacto grande, pero Jaime nos da el detalle y nos va a contar un poco más sobre temas de costos de capital y demás en términos de tener a ISA dentro de Ecopetrol.

Alberto, detalles de *Near Field Exploration*, por favor.

Alberto Consuegra: Ricardo, buenos días. Mira, cuando uno mira la distribución del portafolio que tiene exploración, nosotros hoy tenemos 138 oportunidades de *Near Field* que representan alrededor del 30 % de ese portafolio, y eso implica más o menos en términos de recursos, no de reservas, alrededor de 3,509 millones de barriles. Eso es una combinación del *leads*, prospectos y descubrimientos.

¿A qué le estamos apuntando? A que, en el mediano plazo, y estamos hablando de 2025 hacia adelante, *Near Field* represente una proporción importante desde el punto de vista de la producción del grupo. Estaríamos hablando de cerca de [drop de audio – 01:00:00] barriles, si somos exitosos. ¿De dónde vienen esos proyectos? Los tenemos en el valle medio de Magdalena, ya mencionaba Felipe el caso de Boranda y de Flamencos. Tenemos el Piedemonte, que es bien representativo además de Liria, estamos enfocados en sacarle el mayor provecho a toda la extensión a lo largo de Cusiana, Cupiagua y el Piedemonte, eso es básicamente abarcando el departamento del Casanare y también más allá en Arauca en lo que es Gibraltar. Además de eso, también tenemos una apuesta importante en el valle superior del Magdalena y en el Putumayo. Hocol viene siendo muy activo con la producción *Near Field* asociada a lo que es el Caribe *offshore*, que hoy en día tenemos cuatro taladros en el área de Piedemonte haciendo tanto trabajos desde el punto de vista de desarrollo, pero también apuntándole a la exploración. Y en el caso específico de Liria, que es un precece importante porque estamos poniendo en pie realmente en un activo que nos va a generar mucho valor hacia el futuro, en el caso de Liria ya estamos pensando en hacer el siguiente pozo delimitador, hace parte de nuestro programa plan de negocios que vamos a lanzar prontamente, de manera que esa producción en ese campo se materialice rápidamente. Ese es en general lo que estamos viendo, el contexto de lo que es *Near Field* para nosotros.

Jaime Caballero: Gracias, Albert. Y voy a abordar las otras dos preguntas sobre ISA. Lo primero el tema de homogenización contable, efectivamente, como dijo Felipe, no vemos temas materiales, puede que haya algunos ajustes menores, pero no vemos nada material hacia adelante y aquí la base de eso es que ISA ya viene, tanto ISA como Ecopetrol han venido operando bajo normas *IRFS*. La diferencia importante que estamos explorando como parte de nuestra debida diligencia era en qué medida había que hacer ajustes en ISA asociado a los estándares de auditoría que es el tema de *PCAOB* y de la presentación de los resultados de ISA vista *SIC*. Y en ese sentido, lo que hemos visto es que puede que haya unos ajustes de presentación de la información, puede que los haya, pero no hemos visto nada que implique un *statement* de números o una reconceptualización de los números. Lo otro importante es que como parte importante del proceso de transición y de *TMO* que Felipe les ha comentado, pues allá hay un frente de trabajo grande que es toda la temática de *SOX*, de Sarbanes Oxley, como parte de este proceso de consolidación. ISA ha hecho un gran trabajo de ir adoptando esos controles *SOX*, y eso también nos dan el trabajo de guía y diligencia detrás de eso nos ha dado mucha confianza de que no hay lugar a ajustes materiales en la contabilidad. Entonces, eso por ese lado.

Ahora, respecto a la segunda pregunta que tiene que ver con la posibilidad de que Ecopetrol le preste a ISA. Yo arrancaré por decir que ISA es una compañía que está presentando

unos excelentes resultados y que la caja no es un limitante para la agenda estratégica que tiene la compañía, tiene una sólida posición de caja como vieron ustedes ahí, 6 billones de pesos en este momento, amplio acceso a los mercados de capital, un *track record* importante con las calificadoras de riesgo, todo esos son factores. Otro factor también muy importante es que cuando uno ve la naturaleza del crecimiento de ISA hacia adelante, ese es un crecimiento que de hecho se beneficia de ser apalancado, no tiene sentido aumentar la intensidad de capital en es negocio porque de hecho lo que hace es deteriorar su rentabilidad. Entonces, es un modelo de negocio que de hecho se presta para que la estructura de capital tenga un apalancamiento alto y en esa medida nosotros nos sentimos muy tranquilos, tanto nosotros como ISA, de que lo que viene en este momento es idóneo.

Ahora, ¿qué estamos explorando en este frente? Estamos explorando es cómo el balance de Ecopetrol le puede dar quizás un respaldo adicional a ISA en temáticas que puedan fortalecer su costo de capital, por ejemplo, que el balance entre a jugar en algunas de sus iniciativas de *project finance*. Esa es una posibilidad, eso no existía con el controlante anterior y sí puede ser una posibilidad con Ecopetrol y eso puede redundar en un costo de capital más bajo para ISA y en consecuencia, más competitivo, ese es uno de los temas que estamos explorando hacia adelante. Muchas gracias.

Operadora: La siguiente es una pregunta de seguimiento del señor Andrés Cardona, de Citigroup. Adelante, por favor.

Andrés Cardona: Muchas gracias por la oportunidad, Jaime, y por la respuesta tan detallada anteriormente. Solo quería confirmar cuándo esperan que el gobierno desembolse el pago que mencionaron que estaba provisionado, si no recuerdo mal era por 2.7 billones de pesos. Y tal vez una segunda para Alberto o quien prefiera responderla, pero creo que es Alberto, si dado los precios del petróleo consideran acelerar el plan de desarrollo en el Permian específicamente, si han tenido ya charlas con OXY sobre cómo encarar el 2022. Y tal vez en esa misma línea, Alberto, si han considerado dado el nuevo escenario de precios tal vez comprometerse en alguna inversión para desarrollar infraestructura adicional para campos como Akacías y Caño Sur. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Andrés, buenos días. Y gracias. Es Felipe, voy a arrancar con el Permian y después le pido a Jaime que nos hable particularmente sobre el tema de FEPC y los fondos o recursos que ya están provisionados. En términos de Permian, un contexto muy rápido, hoy tenemos 91 pozos en producción de 112 pozos que hemos perforado. Después de que pisamos el freno en el mes de abril, mayo del año pasado y reactivamos actividad en junio, julio, hoy tenemos cuatro frentes perforando, o sea, hay cuatro taladros y ese es un nivel de actividad que vamos a mantener hacia adelante. Habiendo dicho eso las conversaciones con el socio, con OXY efectivamente son bueno, sobre qué opcionalidad tenemos, si vamos a seis taladros y nos quedamos en cuatro, como tenemos que entender la actividad hacia adelante y ustedes nos van a entender, estamos en todo el proceso ahorita a final de año para aterrizar presupuestos y efectivamente definirle a los programas hacia adelante.

En términos de CAPEX el *guidance* para este año es unos 600 millones de dólares netos de Ecopetrol, pero puede que acabemos un poco más arriba efectivamente los no convencionales tienen la particularidad de proveer muchísima flexibilidad desde el punto de vista operativo, cambiar que los cubos, se denominan cubos las áreas donde estamos perforando, cambiar los cubos, acelerar algunos cubos, y entonces en todo ese trabajo están los equipos técnicos y nuestro equipo que tenemos ya consolidado en España desde Ecopetrol. Recordemos también que estamos por encima de 50,000 dólares de producción,

ahí ha habido un incremento, nuevamente, dos años pasar de 0 a 50,000 barriles es superbuena noticia. La segunda parte de la pregunta tenía que ver con Akacías y Caño Sur entonces, Alberto, contales cómo estamos en términos de Akacías y Caño Sur, pero claramente les digo, sin perder el foco de disciplina de capital, que es absolutamente fundamental, si nosotros vemos palancas de aceleración de actividad que redundan en mayor producción, las vamos a tomar.

Alberto, un poco más de detalle sobre esos campos, por fa.

Alberto Consuegra: Sí, Felipe. Gracias.

Específicamente en la pregunta de Akacías y Caño del Sur, Akacías, una gran oportunidad, ¿qué estamos haciendo? Vamos a hacer desarrollos modulares. ¿A qué le estamos apuntando? A tener facilidades que nos permitan incrementar la producción en el corto plazo, y estamos hablando de ver ese incremento a partir del cuarto trimestre del año entrante y muy reflejado en el 2023. Es tener unas facilidades de alrededor de unos 50,000 barriles, perforar alrededor de 23 pozos, pozos productores, además de complementar el plan son pozos inyectores que nos permitan manejar el agua más adelante, el agua que se produce en estos campos. Nuestro socio está alineado, entonces, ese es un proyecto que le vamos a dar especial fracción en lo que resta de este año y el año entrante.

En cuanto a Caño Sur, venimos adelantando también la facilidad, es decir, ahí ya viene el trabajo en curso para poder sacar el máximo potencial de ese campo aislado cercano a Rubiales, con unos temas logísticos importantes, pero que hemos venido resolviendo y la idea es que con la terminación de las facilidades y la campaña de perforación podamos llegar hacia los 25,000 barriles, esa producción incremental seguramente la estaremos viendo hacia el año 2023 también. El año entrante será un área de foco también y seguramente habrá barriles, pero también hay que entender que la producción nuestra está muy afectada o muy impactada también por la declinación que vemos en todos nuestros campos, 15 al 17 % de la producción la tenemos que reemplazar año a año, es prioridad grande es asegurar que tenemos planes robustos que nos permitan precisamente lograr manejar esas declinaciones en los campos principales llámese Rubiales, llámese Castilla, Chichimene y los campos de Piedemonte.

Felipe Bayón: Alberto, Gracias. Jaime.

Jaime Caballero: Andrés, respecto a tiempos del FEPC, yo creo que aquí hay dos o tres consideraciones, una, como me escucharon en mis comentarios iniciales, ya hay una provisión presupuestal en el presupuesto 2022 asociada al FEPC por 2.7 billones de pesos. En esa línea ese recaudo puede ocurrir en cualquier momento del próximo año. Habiendo dicho eso, ¿qué nos parece a nosotros interesante? En las conversaciones que hemos tenido con Hacienda ellos han resaltado dos cosas, uno, una intención de que los saldos no se acumulen más allá de 12 meses, entonces, esto es un saldo, un balance *rolling* que se ve acumulando en el tiempo mes a mes, y la idea es que se va liquidando y no pase de 12 meses. Entonces, eso es una consideración.

Y la otra consideración importante es que en la Ley de Presupuesto también se estableció un mecanismo que permite acelerar el pago con cargo al presupuesto 2022 hacer ese pago inclusive en el 2021, si se podría inclusive dar en el 2021. Entonces, todo esto para decirte que nuestra previsión es que ese primer pago de 2.7 puede ocurrir en cualquier momento de ahora hasta el final del primer trimestre, eso es lo que nosotros estamos previendo para

los 2.7., otros pagos adicionales. Hay otros mecanismos dentro de la Ley de Presupuesto que van a depender de cómo avanza la ejecución de este año y que permitirían que cualquier excedente que se presente se pueda destinar hacia el pago de FEPC.

Gracias, Andrés.

Operadora: Gracias. Y tenemos una pregunta de Nicolás Erazo, de Davivienda Corredores. Adelante.

Nicolás Erazo: Muy buenos días a todo el equipo de Ecopetrol. Muchas gracias, Felipe, Jaime y Alberto por la presentación.

Quisiera preguntarles por las decisiones o intenciones estratégicas con respecto a Taesa y a Internexa, en estos momentos estos activos son relevantes para ISA y hay una posibilidad de inversión o de salida y Ecopetrol también ha pedido tiempo para estudiar este tipo de decisiones, y sabemos que estos asuntos están en estudio, pero quisiéramos saber si hay una actualización de estos. No sería más.

Felipe Bayón: Quiubo, Nicolás, buenos días.

Como tal, nosotros no vemos cambios en términos del curso normal del negocio. Yo les decía en una pregunta anterior que los temas desde el punto de vista de oportunidades de los mismos presupuestos del plan de actividades se discuten en el seno de la Junta Directiva de ISA y ahí hay un gobierno cooperativo muy claro, muy robusto, que vamos a seguir respetando y que vamos a seguir observando y nos vamos a mover en esa línea. Entonces, cuando haya, y como lo hemos dicho desde Ecopetrol siempre, históricamente, cuando nosotros tengamos puntualmente alguna definición o algún anuncio en cualquier campo desde el punto de vista de una inversión nueva o una desinversión, lo estaremos comunicando formalmente por los canales apropiados, pero estas conversaciones siguen en el marco más amplio de los negocios de discusiones nuevamente en los foros apropiados.

Muchas gracias.

Operadora: Gracias. Tenemos una pregunta de seguimiento del señor Andrés Duarte, de Corficolombiana. Adelante, por favor.

Andrés Duarte: Muchas gracias. Es un poquito relacionada con lo de los *impairment* y lo que mencionaron sobre las reservas. El cambio en los precios CEC de este año respecto al anterior debería resultar en un incremento en reservas en lo que tiene que ver con reducciones. Y esto, a su vez, debería implicar un incremento, creo yo, en recursos naturales, entonces, por fa, quería que nos recordaran cuál es la contrapartida de ese cambio en el activo, si eso es por el PYG, si eso es *impairment* de recuperación o si eso va por *other comprehensive income*.

Muchísimas gracias.

Alberto Consuegra: Sí, haríamos el ejercicio de reservas como tú mencionas, Andrés, y en el contexto de ese ejercicio el precio CEC es un factor. Ahora, el balance de todo el ejercicio, de todo el ejercicio de *for value* de resultar en un ejercicio positivo esa contra parte sería una recuperación de *impairment* en los activos donde haya lugar a recuperación,

porque esto es importante tenerlo en cuenta y es que tú solamente puedes tener un impacto favorable de *impairment* en activos que previamente tuvieron un *impairment* negativo. Tú no puedes aumentarle el valor a un activo que no tuvo *impairment* en el pasado, a pesar de que tu ejercicio de *for value* te esté dando con un valor mayor en este momento. Entonces, todo esto para decir que aquí puede haber un espacio para recuperar *impairment* históricos, o sea, en activos donde hubo un *impairment* se podría presentar una recuperación, eso sí podría suceder.

Gracias.

Operadora: Gracias. En este momento no tenemos más preguntas.

Le cedo la palabra al señor Bayón para comentarios finales.

Felipe Bayón: Muchas gracias. Y, nuevamente, muchas gracias a ustedes por participar en el día de hoy en la llamada de resultados. Gracias por el interés en la compañía, gracias por ayudarnos a través de sus comentarios y preguntas a siempre perseguir esta intención de tener no solo un mayor entendimiento en detalle de los diferentes negocios, sino tener la posibilidad de comunicarlo en ese sentido a ustedes y a los mercados. Y les agradezco a nivel personal, pero también a nivel de todo el equipo que está detrás de este esfuerzo, el que tengan ese seguimiento y el que nos hagan las preguntas en detalle.

Estamos cerrando un trimestre con resultados muy buenos, resultados que muestran recuperación, resultados que muestran que los diferentes negocios están funcionando bien. Habiendo dicho eso, y tuvimos oportunidad en la llamada de hablar particularmente del tema de producción, y si bien estamos viendo una recuperación, esta recuperación se está demorando un poco más de lo que quisiéramos en llegar, seguimos comprometidos no solo con la generación de valor que es fundamental y proteger el negocio *core* y el negocio tradicional, sino en seguir avanzando en todos los esfuerzos de la transición, diversificación, descarbonización y nuestro compromiso con la sostenibilidad.

Nuevamente, a ustedes muchas gracias. Espero que estén muy bien de salud y esperamos verlos en una próxima oportunidad. Hasta luego.

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