

LLAMADA DE RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS GRUPO ECOPETROL 4T21 Y AÑO COMPLETO 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 cuarto trimestre y año completo 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 será liderada por el señor Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol. Adicionalmente, participan Alberto Consuegra, vicepresidente ejecutivo operativo, y Jaime Caballero, vicepresidente y corporativo de finanzas. Gracias por su atención.

Señor Bayón, puede comenzar.

Felipe Bayón: Les doy la bienvenida a todos los que nos acompañan en esta llamada de presentación de resultados del cuarto trimestre y del cierre del año 2021 del Grupo Ecopetrol, en el marco de nuestra nueva estrategia corporativa: energía que transforma. Comprometidos con nuestro principio cultural: primero la vida, quiero iniciar destacando que en el año 2021 no tuvimos ninguna fatalidad en nuestras operaciones y logramos el índice de frecuencias de lesiones registrables totales TRIF más bajo en la historia de la compañía. En el año 2021 generamos ingresos por 91.7 billones de pesos, un EBITDA récord de 42 billones de pesos y la utilidad neta más alta en la historia de la compañía de 16.7 billones de pesos. Aun descontando la contribución de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) por los últimos cuatro meses del año, los resultados de Ecopetrol siguen siendo los más altos en nuestra historia. Estos excelentes resultados estuvieron apalancados por la recuperación de los precios del crudo y se magnificaron con nuestra capacidad de adaptación y respuesta ante los retos del entorno. Esto gracias al esfuerzo, tenacidad y compromiso, con la seguridad de las operaciones, de todos los empleados de Grupo Ecopetrol, quienes hacen posible lo imposible y que permitió lograr un sólido y resiliente desempeño operacional de todos los segmentos, así como una destacada gestión comercial para materializar mejores diferenciales de crudos y de productos.

Pasemos, por favor, ahora a la siguiente lámina.

Durante el año 2021 registramos resultados financieros superiores frente a las metas que nos planteamos para el año, generando valor a todos nuestros accionistas, destacamos la sólida generación de flujo de caja operativo que financió el plan de inversiones orgánico para el año y el avance en el desarrollo de los activos estratégicos. En el frente operativo logramos garantizar el suministro de combustibles a nivel nacional satisfaciendo un nivel de demanda que superó en más del 25 % los niveles prepandemia, además, aseguramos el suministro nacional de gas superando la crisis de abastecimiento, las afectaciones a la infraestructura por temas climáticos y la situación de orden público que afectó al país durante el segundo trimestre del año pasado. Nuestros resultados financieros, en particular el margen EBITDA, el ROACE y el crecimiento anual de la utilidad neta presentaron un desempeño destacado frente a los pares de la industria, vivenciando una vez más las bondades que nos brinda el ser

un grupo de energía diversificado que combina los beneficios del negocio integrado de hidrocarburos con aquellos de los segmentos de transmisión de energía e infraestructura.

Vamos ahora, por favor, a la siguiente diapositiva.

Estos históricos resultados se alinean y soportan nuestra estrategia de largo plazo, energía que transforma, la cual se apalanca en cuatro pilares orientados a que el grupo se consolide como una organización ágil, dinámica, flexible y resiliente para adaptarse rápidamente a los continuos cambios. En este sentido, en el año 2021 logramos avances importantes en nuestra agenda estratégica con el cumplimiento de múltiples hitos, dentro de los cuales destaco los siguientes: crecimos con la transición energética retomando la senda de crecimiento positivo en nuestro negocio tradicional y diversificándolo con la adquisición de ISA, generamos valor con SosTECnibilidad estableciendo metas ambiciosas en materia de descarbonización al año 2030 y 2050, mostrando avances importantes en gestión de agua y contribuyendo a la reactivación económica con inversión social en más de 287 proyectos ejecutados. En cuanto a conocimiento de vanguardia, avanzamos en el proceso de transformación digital a través de un portafolio estratégico que captura valor e imprime innovación en cada proceso que intervenimos, en este sentido, en 2021 logramos capturar beneficios por cerca de 93 millones de dólares en nuestra agenda digital. Por último, en el pilar de retornos competitivos logramos un ROACE que superó ampliamente nuestro costo de capital.

Vamos, por favor, a la siguiente diapositiva.

La integración de ISA al Grupo Ecopetrol ya es una realidad que demuestra con sus resultados y el potencial de crecimiento y sinergias el valor que le brindará a los accionistas. Durante el año 2021, ISA tuvo unos resultados operacionales sólidos y dio continuidad a su plan de crecimiento inorgánico. El hito más importante del año fue la adjudicación de la licitación para construir y operar la línea de transmisión Kimal-Lo Aguirre con más de 1,400 kilómetros, uno de los proyectos de transmisión eléctrica más importantes del continente, será la primera línea de corriente continua de Chile que llevará la energía renovable del norte al centro y sur del país apalancando así la descarbonización de su matriz energética. Resaltamos a su vez la adquisición del 100 % de la compañía brasilera de transmisión de energía PBTE y la aprobación del primer proyecto de almacenamiento de energía a gran escala en el sistema de transmisión de Brasil, del cual se estima su entrada en operación para noviembre del presente año.

En los últimos seis meses hemos avanzado en el proceso de integración de ISA al Grupo Ecopetrol, al cierre del 2021 logramos el cumplimiento de todos los frentes de trabajo establecidos para la consolidación de los estados financieros de ISA y el cumplimiento de las obligaciones del contrato interadministrativo que soportó la transacción entre Ecopetrol y la nación. Además de haber alineado los indicadores de gestión integral entre las dos compañías, establecimos mesas de trabajo para identificar, priorizar, evaluar y desarrollar potenciales sinergias en las siguientes temáticas: nuevos negocios de la transición energética, ingreso de ISA al mercado de los Estados Unidos, captura de ahorros en abastecimiento, optimización de la infraestructura eléctrica de Ecopetrol, infraestructura lineal con CENIT, ciencia, tecnología e innovación, gestión ambiental, social y del entorno, y también tecnologías de la información y ciberseguridad. El potencial de crecimiento de ISA es muy relevante y Ecopetrol contribuirá en la identificación y materialización y alternativas inorgánicas dentro de los 36 billones de opciones de inversión que ya han sido mapeadas para el año 2030.

Ahora le doy la palabra a Alberto Consuegra, quien nos hablará de los principales resultados operativos del año.

Alberto Consuegra: Gracias, Felipe. En 2021 perforamos 13 pozos exploratorios superando en cuatro el plan inicial, 11 fueron en Colombia, uno en Estados Unidos y uno en México. A cierre del año fueron declarados exitosos tres pozos: Liria YW-12 ubicado en Piedemonte, el cual al 31 de diciembre tenía una producción acumulada de 29,725 barriles de petróleo equivalente. Boranda Sur-2, declarado comercial. y Flamencos-3, próximo a iniciar pruebas extensas. En enero de 2022 la filial Hocol anunció el descubrimiento del pozo exploratorio Ibamaca-1 con petróleo de 17 ° API, este hallazgo es cercano a la infraestructura existente en el bloque Tolima, lo cual permitirá la entrada de producción proveniente de pruebas extensas en el primer semestre del año.

Como resultado de la ronda 2021 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Ecopetrol obtuvo tres áreas de evaluación técnica en el Valle Medio del Magdalena y un bloque de exploración y producción en los Llanos Orientales. Por su parte, Hocol obtuvo un bloque de exploración y producción en la cuenca del Sinú San Jacinto. La producción acumulada de los activos exploratorios en pruebas iniciales, pruebas extensas y pozos en postcomercialidad alcanzó cerca de 1.5 millones de barriles de petróleo equivalente al cierre del año, con un caudal promedio de 4,364 barriles equivalentes por día donde el 65 % de la producción fue de crudo y el 35 % de gas.

Según el plan de inversiones 2022-2024, anunciado al mercado previamente, este año esperamos adelantar un plan que incluye 24 pozos exploratorios con una inversión aproximada de 391 millones de dólares, con la perforación del pozo Gorgon-2 esperamos definir el potencial de este descubrimiento y habilitar otras oportunidades exploratorias identificadas en el área.

Pasemos, por favor, a la siguiente lámina.

El 2021, tal como lo señalamos, fue un año retador en materia de producción dada a una combinación de factores que nos impactaron de manera negativa, tales como las restricciones operativas en el campo Castilla, la situación de orden público durante el segundo trimestre del año, la fuerte ola invernal en Colombia y la temporada de huracanes en el Golfo de México. Ahora, en línea con la expectativa de recuperación y gracias a la contribución creciente de activos como el Permian, la producción del cuarto trimestre presentó un incremento neto de 11,000 barriles equivalentes por día respecto al tercer trimestre, con esta producción cerramos el año en 679,000 barriles equivalentes por día. Destacamos el resultado extraordinario en incorporación de reservas, el cual registró una adición de 462 millones de barriles frente a 2020, de los cuales más del 60 % corresponde a gestiones propias de la compañía y el 40 % restante se deriva de un escenario favorable de precios cerrando con un índice de reposición del 200 %.

Para el 2022 esperamos que la producción primaria de crudo continúe siendo predominante, pero mantendremos los esfuerzos encaminados a la expansión del recobro secundario con inyección de agua, principalmente en activos de crudos pesados y los pilotos de recobro terciario. Los no convencionales continuarán aumentando su aporte a la producción, y esperamos que para el año su participación sea del 5 % del total del Grupo Ecopetrol gracias a las actividades en Permian. Destacamos también su participación en reservas que, junto a Ecopetrol América, suma el 11 %. Así mismo, para el 2022 estamos enfocados en superar los retos que se pueden presentar con ocasión de la crisis de abastecimiento y logística a nivel internacional y situaciones de orden público.

La producción promedio de gas y GLP por su parte se situó en más de 150,000 barriles de petróleo equivalente por día en 2021, lo cual representa un crecimiento de 7 % versus 2020 gracias a la recuperación de la demanda. Esperamos un crecimiento similar para el presente año en la demanda nacional. El negocio de gas y GLP entregó sólidos resultados financieros con una generación de EBITDA combinado cercano a los 807 millones de dólares y un margen del 53 %, lo que representa un crecimiento cercano al 21 % frente al año anterior. Se robusteció la oferta de gas al mercado colombiano con un potencial adicional de aproximadamente 84 Giga BTU por día, equivalente al 9 % de la demanda nacional en 2021 donde se destaca el éxito exploratorio del pozo Liria YW-12 y, en los pozos delimitadores y de desarrollo en el Caribe Norte por parte de Hocol, los trabajos de workover de Chuchupa y Gibraltar, optimizaciones en el consumo propio y nueva oferta del campo Floreña.

Alineados con nuestro pilar de SOSTECnibilidad en 2021, Ecopetrol promovió la reducción del 30 % de los precios del GLP a usuarios finales y logró conectar a más de 6,100 hogares de estratos 1 y 2 a las redes de gas natural domiciliario para mejorar su calidad de vida, sumando así más de 10,000 conexiones desde 2019.

Vamos a la siguiente lámina, por favor.

En yacimientos no convencionales, el 29 de octubre de 2021, se radicó el estudio de impacto ambiental que da inicio al trámite de evaluación de la licencia ambiental para la ejecución del proyecto piloto de investigación integral Kalé y el 15 de febrero del año en curso se radicó este estudio para el piloto Platero, dando así cumplimiento a los hitos planteados. Para la elaboración de cada estudio de impacto ambiental, se realizó de forma independiente un ejercicio exhaustivo de trabajo de campo por aproximadamente nueve meses, incluyendo monitoreos de más de 200 parámetros ambientales y análisis de información por parte de equipos interdisciplinarios conformados por más de 150 personas, durante todo este proceso se contó con la participación de las comunidades y autoridades locales.

Por otro lado, se dio cumplimiento a la audiencia pública ambiental para el proyecto piloto Kalé pese a los actos de vandalismo que pretendieron impedir su realización. Se continuó con la audiencia ambiental dando la posibilidad a la comunidad durante más de 7 horas de ser escuchados de manera virtual o por medio de una llamada telefónica. Continuaremos el diálogo abierto respondiendo las inquietudes de los diversos grupos de interés en los foros dispuestos para tal fin.

En cuanto a nuestras actividades en la cuenca del Permian, el 2021 finalizó con 82 nuevos pozos en producción para un total de 104, se produjeron 19,300 barriles de petróleo equivalentes promedio día. Y para el 2022 se estima aumentar la producción llegando a niveles entre 32,000 y 34,000 barriles de petróleo equivalente por día netos Ecopetrol antes de regalías. En Permian finalizó la construcción de una planta recicladora de agua para tratar 65,000 barriles por día y almacenar 3 millones de barriles, con lo cual se pueden reciclar y reusar alrededor de 7.7 millones de barriles en operaciones de completamiento. Al cuarto trimestre del año esta planta permitió reciclar el 100 % del agua del área de South Curtis Ranch.

Como parte de nuestro pilar de conocimiento de vanguardia, se continúa con los programas de formación de talento humano y transferencia de conocimiento aumentando a 25 los empleados de Ecopetrol asignados como secondees en las operaciones de la asociación. De igual forma se alcanzaron registros de desempeño operacional durante 2021, entre los que se destacan optimizaciones en Spud to Rig Release, mejoras en el tiempo promedio de perforación y de bombeo continuo en

actividades de completamiento, superando en algunos casos, el desempeño promedio de pares.

Pasemos, por favor, a la siguiente lámina.

Durante el 2021 el volumen transportado de productos refinados presentó un crecimiento del 20 % frente al año anterior gracias a la recuperación de la demanda local principalmente en el corredor Galán Sebastopol. Por otro lado, el volumen transportado de crudos en 2021 disminuyó 7 % como consecuencia de una menor producción principalmente en la zona Llanos. El cuarto trimestre presentó un nivel similar al mismo periodo del año anterior, destacando mayores volúmenes evacuados en el corredor del sur. Con el objetivo de asegurar la evacuación del campo Caño Limón, tras las afectaciones al oleoducto originadas por terceros y emergencias invernales, se realizaron ocho ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario durante el trimestre. Tras adelantar las labores de reparación, el oleoducto entró en funcionamiento nuevamente el 29 de noviembre.

Con la recepción en noviembre de los campos de la Asociación Nare provenientes de Mansarovar, se logró incrementar el transporte en 10,000 barriles por día en el sistema Basconia GRB. Y para ello CENIT implementó un plan de acción exitoso garantizando la seguridad de los procesos y la integridad de los equipos en la estación Basconia, permitiendo garantizar mezclas con nafta en las calidades de despacho a la Refinería de Barrancabermeja y al Oleoducto de Colombia hacia Coveñas. Los proyectos de codilución en Apiay y Cusiana viabilizaron el uso de GLP como diluyente para crudos habilitando fuentes más económicas con mayor poder de dilución y menores costos logísticos.

El 7 de diciembre entró en operación la entrega de combustibles en el llenadero de Apiay aliviando el flujo de carga pesada en la vía al Llano en alrededor de 600 carrotanques por mes y habilitando una opción alterna de suministro para asegurar la confiabilidad en el abastecimiento del departamento del Meta y reducir las emisiones de CO₂. En los meses de noviembre y diciembre, CENIT, el Oleoducto de los Llanos y el Oleoducto Bicentenario recibieron la certificación de carbono neutro que otorga el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), convirtiéndose en las primeras compañías del sector de petróleo y gas del país en recibir esta certificación. Para el año 2022 la meta es que todas las compañías del segmento alcancen esta certificación.

Vamos a la siguiente lámina, por favor.

En el segmento del downstream se mantuvo la integridad de la operación y se lograron resultados financieros excepcionales, adicionalmente se garantizó el suministro de combustibles a nivel local, atendiendo de manera satisfactoria la reactivación del sector productivo y contribuyendo a la seguridad energética del país. El segmento logró un resultado anual récord de EBITDA por 3.53 billones de pesos y el mayor margen EBITDA anual desde 2016, el cual alcanzó 6.9 % apalancado en la disciplina financiera y en el control de costos.

Durante el cuarto trimestre del 2021 el segmento logró el mayor margen bruto integrado de las refinerías en los últimos tres años ubicándose en 12.5 dólares por barril. En Barrancabermeja destacamos la culminación satisfactoria de las paradas de planta del tren de petroquímicos, las unidades de crudo y alquilación. En la Refinería de Cartagena sobresale el comienzo del primer ciclo de paradas desde su inicio de operación, el cual continuará durante 2022 en paralelo a la entrada en producción y estabilización del proyecto IPCC previsto para el segundo trimestre del año con su correspondiente

incorporación gradual de beneficios. En Esenttia la producción de polipropileno alcanzó un máximo histórico anual cercano a 500,000 toneladas gracias al desarrollo de proyectos de eficiencia y maximización de tasa de operación iniciados en 2020.

Pasemos a la siguiente lámina, por favor.

Para el año 2021 alcanzamos eficiencias por 2.9 billones de pesos, de las cuales 1.4 billones contrarrestan la presión en el OPEX generada por la inflación y la reactivación de las operaciones. Esto se refleja en el costo total unitario de 39.1 dólares por barril al cierre del año, que presenta un incremento de 6.5 % frente a 2020 en términos normalizados y compara con un crecimiento de 10.6 % de no haberse implementado eficiencias. A su vez, las iniciativas de eficiencias logradas en CAPEX por 833,000 millones de pesos se encuentran en línea con la significativa reducción lograda en los costos de perforación y de completamiento. Si bien el costo de levantamiento acumulado de 2021 presenta un incremento frente al año anterior, el estricto control de costos de la compañía ha permitido reducir los valores unitarios de costo por barril transportado donde destaca el de menor consumo de materiales y el costo de caja de refinación producto del despliegue de las estrategias identificadas como parte de la implementación de la metodología de presupuesto base cero a finales del 2020.

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

Jaime Caballero: Gracias, Alberto. Los resultados récord del 2021 están soportados en un entorno favorable de precios que fue aprovechado a través de una estrategia comercial altamente efectiva que habilitó la captura de mejores diferenciales de negociación de crudos y productos. Lo anterior, sumado a iniciativas de eficiencia y una sana práctica de disciplina de capital que derivó en un ROACE con un nivel significativamente mayor al costo promedio de capital. Se destaca el aporte a los resultados de la continuidad y confiabilidad operativa de la producción en Permian, el retorno incremental del segmento de transmisión de energía y vías y la contribución de la Refinería de Cartagena, que este año obtuvo también un récord en generación de EBITDA y en margen bruto de refinación.

En el 2021 la utilidad neta del Grupo Ecopetrol fue diez veces superior a la registrada en el 2020, cifra récord en la historia de la compañía, cerrando en 16.7 billones de pesos y destacándose los siguientes aspectos: Primero, aumento en el EBITDA de 21.6 billones de pesos frente al 2020, en línea con mayores ventas de productos y gas, incremento de precios de mercado y menores costos y gastos laborales, compensando el incremento en costos derivado a la reactivación económica, mayor participación en campos como Nare y Piedemonte y mayores tarifas en contratos, entre otros. Segundo, disminución de 0.5 billones en el resultado no operacional asociado a menor rentabilidad de portafolio, dadas las condiciones de mercado y el aumento en los gastos de intereses por un mayor apalancamiento. Tercero, aumento en depreciación de 0.5 billones de pesos asociado a un mayor nivel de inversión de capital y el incremento en la producción de Permian. Cuarto, una mayor provisión por impuesto de renta derivado de los mejores resultados. Quinto, eventos no recurrentes por 0.5 billones de pesos, siendo el 2021 un año con un efecto cercano a cero por concepto de impairment neto de impuestos en comparación con un gasto en el año 2020 por 530,000 millones de pesos adicional al ingreso por combinación de negocios obtenido en dicho año de la participación adicional en el activo Guajira.

En este año el efecto del ejercicio anual de impairment de activos contempló la mejora en las perspectivas de precios de corto y mediano plazo para el segmento de exploración y producción, la decisión de llevar al gasto el saldo remanente de las

inversiones asociadas al plan de modernización de la Refinería de Barrancabermeja, principalmente compensado por la consolidación operativa y financiera de la Refinería de Cartagena, una menor perspectiva volumétrica en el puerto Tumaco y en el Oleoducto Trasandino en el segmento de transporte, el efecto financiero de la aprobación del acuerdo celebrado entre frontera CENIT y Bicentenario, generando el reconocimiento un ingreso por 0.7 billones de pesos neto de impuestos, y finalmente la adquisición de ISA, que aportó 0.3 billones de pesos a la utilidad neta correspondiente a la participación de Ecopetrol en los resultados por los cuatro meses transcurridos tras su adquisición.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver los principales aspectos del desempeño comercial y su aporte a los resultados del grupo.

La estrategia comercial se consolidó como un pilar estratégico del desempeño financiero de Ecopetrol a través de la captura de beneficios principalmente en frentes como el Asset Back Trading, la diversificación de destinos de exportaciones, la adopción de la negociación de ventas en modalidad DAP para diferentes cargamentos y la flexibilidad contractual. El margen de comercialización generó un aporte de 487 millones de dólares a los segmentos del grupo producto principalmente de la materialización de beneficios en exportación de crudos pesados, compras de crudos para cargas de refinerías, ventas de asfalto y eficiencias de energía, especialmente en el segmento de exploración y producción. Las mayores ventas de gas y productos estuvieron en línea con la recuperación generalizada de la actividad económica demostrada en el fortalecimiento de la demanda de productos refinados, la cual alcanzó niveles superiores a los evidenciados prepandemia. Las canastas de crudos, gas y productos se fortalecieron durante el 2021 como resultado del aumento de los precios internacionales y los diferentes frentes de acción mencionados.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver los principales resultados financieros de la consolidación de los resultados de ISA.

Al consolidar las cifras financieras de ISA a partir del mes de septiembre, momento desde el cual se completó la adquisición, se observa una contribución significativa del negocio de transmisión de energía y vías a los resultados del grupo en el 2021, destacándose ingresos por 4.1 billones de pesos, 4.5 % del total de ingresos de Ecopetrol, también un EBITDA por 2.7 billones de pesos contribuyendo 6.3 % sobre el total del EBITDA del grupo, un aporte a la utilidad neta por 262,000 millones de pesos correspondientes a la participación de Ecopetrol en ISA y, adicionalmente, el segmento reporta un ingreso neto de 125,000 millones de pesos explicados por la diferencia en cambio de los gastos financieros asociados a la deuda adquirida para completar la transacción de adquisición. ISA aportó a los activos del grupo 61.7 billones de pesos y pasivos por 39.6 billones de pesos, el indicador de apalancamiento deuda bruta EBITDA con el que se consolida ISA asciende a 4.1 veces en línea con una calificación de grado de inversión y perspectiva estable. Adicionalmente, conforme a la aplicación de normas NIIF se reconocieron 10.9 billones de pesos adicionales como diferencia entre el valor razonable y valor en libros de los activos y pasivos netos de ISA, esta diferencia es asignada entre los activos y pasivos consolidados de esta compañía. Dichos aportes materiales a los resultados del Grupo Ecopetrol evidencian unas cifras con un papel más protagónico y creciente en la cadena de energía y la diversificación de ingresos por la que propende la compañía.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver los principales indicadores financieros.

Frente a las métricas del negocio tradicional de petróleo y gas, el EBITDA por barril se ubicó en 42.4 dólares, soportado en los mayores precios de venta de la canasta de

crudo y de productos mencionados anteriormente, y el breakeven de utilidad se ubicó en 34 dólares por barril, como resultado de los mejores precios de realización de crudo y productos y mayor nivel de carga a las refinerías debido a la recuperación de la demanda. Es importante destacar que estas métricas al ser propias de la industria de hidrocarburos no incluyen la contribución de ISA. En relación con los indicadores de ISA el margen EBITDA sin incluir el negocio de construcción cerró en 76.1 % resultado de un manejo eficiente y riguroso de los gastos, por su parte, el ROE de 11.6 % continúa generando valor en los accionistas pese al impacto en utilidad por la operación de manejo de la deuda de ISA Interchile y la actualización del impuesto diferido por la modificación de la tarifa del impuesto sobre la renta en Colombia.

Frente a los indicadores a nivel de grupo empresarial, incluyendo a ISA, se destaca: Primero, el margen EBITDA se ubicó en 45.7 %, explicado principalmente por los mejores precios de realización de crudos y productos, se destaca que la consolidación de cuatro meses de ISA aportó un punto porcentual al margen, por lo cual se espera un impacto mayor una vez se refleje el año completo. El ROACE retornó a niveles de dos dígitos cerrando en 13.6 %, principalmente por la mayor utilidad operativa, la cual estuvo compensada en parte por los mayores impuestos y el incremento en el capital empleado. Tercero, el segmento de transporte continuó siendo un gran contribuyente al EBITDA del grupo, destacando a su vez la creciente participación de ISA en transmisión y vías con un EBITDA más estable que permite al grupo estar mejor posicionado para enfrentar la volatilidad típica del negocio tradicional. Por último, el indicador deuda bruta EBITDA se ubicó en 2.3 veces, cumpliendo con la meta a cerrar el año por debajo de 2.5 veces y con lo cual se mantiene el grado de inversión en la calificación individual, esto incluso incorporando el 100 % de la deuda de ISA, la deuda adquirida para la compra y solo a cuatro meses de su EBITDA. Eliminando el efecto de la adquisición de ISA, la deuda bruta EBITDA del Grupo Ecopetrol hubiera cerrado el año en 1.3 veces.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina.

La ejecución de inversiones durante el 2021 ascendió a 8,024 millones de dólares, el mayor nivel de inversión en los últimos seis años. De este valor, 3,243 millones de dólares correspondieron a inversión orgánica de Ecopetrol y sus filiales del negocio de hidrocarburos, 1,108 millones de dólares a ISA y los restantes a inversión inorgánica para la adquisición de esta última. Frente al CAPEX orgánico, durante 2021 se ejecutó un nivel cercano a la meta anunciada en los resultados del tercer trimestre de 3,500 millones de dólares, y el cual estuvo impactado por eficiencias en las fases de maduración y ejecución de proyectos de desarrollo y producción, restricciones relacionadas con la situación de orden público y el impacto del COVID-19 sobre las cadenas de suministro a nivel mundial, mayores plazos en trámites administrativos que impactaron principalmente actividades en Piedemonte y bloqueos en los campos de Rubiales, Caño Sur, La Cira y Llanito. Dentro de los planes que tiene la compañía para incrementar la intensidad de inversión, se destaca el foco en proyectos que apalancan producción y reservas, así como la opcionalidad inorgánica del negocio de transmisión y vías.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para discutir la posición de caja.

A cierre de 2021 Ecopetrol registró una posición de caja consolidada de 17.5 billones de pesos, con lo cual el 2022 iniciará con una caja superior a la prevista en el plan 22 - 24. Dentro de los movimientos más importantes del año se destacan la fuerte generación de flujo de caja operativo por 22.5 billones de pesos, de los cuales ISA aportó 1.4 billones de pesos y la cual excluye el saldo por recibir de 7.8 billones de pesos asociado a la cuenta por cobrar al fondo de estabilización de precios de los combustibles FEPC, así mismo, la salida de recursos de inversión para actividades orgánicas por 13.3

billones de pesos y adquisición de ISA por 14.2 billones de pesos, tercero, la entrada de recursos de financiación para la adquisición de la participación en ISA y para el servicio de la deuda, por último, la incorporación de caja por la consolidación de ISA.

Frente al saldo del FEPC, las expectativas del Grupo Ecopetrol suponen la liquidación y recaudo del saldo del tercer trimestre de 2021 por 3.5 billones de pesos durante el segundo trimestre de 2022, en línea con lo previsto en el presupuesto general de la Nación, adicionalmente, se espera recaudar el saldo estimado del cuarto trimestre de 2021 antes del cierre de este año. El saldo final de caja se compone de recursos en efectivo y equivalentes por 14.6 billones de pesos y un portafolio de inversión de corto y largo plazo por 2.9 billones de pesos.

Paso ahora la palabra a Felipe para sus comentarios de cierre.

Felipe Bayón: Jaime, muchas gracias. Cerramos el 2021 con grandes avances también en los frentes de SosTECnibilidad. En la dimensión ambiental nos complace anunciar una reducción de gases efecto invernadero de más de 293,000 toneladas equivalentes de CO2 cumpliendo en un 125 % la meta establecida. Dentro de las iniciativas que aportaron en esta reducción están los proyectos de eficiencia energética que han permitido optimizar nuestra matriz energética, disminuir las emisiones fugitivas, los venteos y las quemaduras de gas en las teas, además de los proyectos de autogeneración en nuestros ecoparques solares. De cara al cumplimiento de las metas de largo plazo, avanzamos en el frente de Soluciones Naturales El clima con alianzas con The Nature Conservancy, Wildlife Conservation Society, Fundación Natura, South Pole y el programa Conexión Jaguar de ISA. Estas alianzas aportan un potencial de captura de más de 1 millón de toneladas equivalentes de CO2 al año que habilitará compensaciones a partir del año 2030. Además, aumentamos la capacidad de autogeneración con energía renovables a 112.5 megavatios, lo cual ya representa el 8 % de la matriz energética del Grupo Ecopetrol. En el frente de gestión de agua reportamos una evolución positiva con un 74 % de reutilización del agua requerida para operar, con lo que seguimos avanzando hacia nuestra meta de agua neutralidad.

En materia social invertimos 469,000 millones de pesos en proyectos que buscan promover el desarrollo local para mejorar la calidad de vida de las comunidades consolidando altos niveles de confianza en los territorios de influencia, dinamizando las economías locales, la educación y el acceso a los servicios públicos. Con estos proyectos llegamos a cerca de 1,100 familias campesinas y 463 MiPymes, construimos y mejoramos 60 kilómetros de vías y apoyamos a mejorar la calidad educativa de más de 190,000 estudiantes. En gobernanza avanzamos en materia de transparencia, divulgación de información bajo los estándares TCFD y SASB, siendo la primera compañía colombiana en hacerlo, además, nuestra calificación en el Índice de Sostenibilidad de Dow Jones aumentó de 66 a 68 puntos. Por otro lado, nos abrimos al Club del 30 %, iniciativa que promueve una mayor participación de mujeres en las juntas directivas y cargos directivos del sector empresarial. Por su parte, Ecopetrol obtuvo el Sello de Equidad laboral Equipares de nivel plata con una calificación del 98 %, con esto ya son cinco compañías del grupo que cuentan con procesos favorables para la equidad de género bajo este programa de certificación. Estos avances se unen a aquellos logrados en los últimos años, por ejemplo, la adopción de recomendaciones de la OCDE en cuanto a la no participación de funcionarios públicos en la Junta Directiva, la definición y aplicación de criterios de independencia y especialización técnica de los miembros de la Junta Directiva, la independencia de miembros de Junta Directiva superior al 50 %, el diseño de una política clara de sucesión para los miembros de la Junta Directiva, así como para el presidente de la compañía, el fortalecimiento del esquema de aprobación de proyectos de inversión basado en criterios técnicos con

controles, segregación de funciones y un esquema para la toma de decisiones que integra los diferentes órganos de gobierno.

Vamos, por favor, a la siguiente diapositiva.

El Grupo Ecopetrol es un actor clave para el desarrollo del país, las regiones donde operamos y nuestros diversos grupos de interés. Los aportes de Ecopetrol a la economía colombiana en el 2021 fueron por cerca de 26 billones de pesos, incluyendo los dividendos, impuestos y regalías a la nación, los dividendos pagados a los accionistas minoritarios, la inversión social y ambiental, la remuneración a nuestros empleados y la contratación local. Contribuimos con garantizar la seguridad energética y en liderar la ruta de descarbonización del país generando valor a más de 254,000 accionistas directos y a los cerca de 18 millones de colombianos que cotizan en los fondos de pensiones y cesantías. Con nuestros más de 18,000 empleados y más de 3,000 proveedores locales, seguimos trabajando para ser energía que transforma.

Avancemos ahora, por favor, a la siguiente lámina. Los resultados récord del año 2021 demuestran la competitividad del Grupo Ecopetrol y reflejan la evolución que la compañía ha tenido en los últimos años. En el 2022 mantendremos nuestro foco en el crecimiento rentable del negocio tradicional protegiendo el medio ambiente y tomando ventaja de los niveles favorables de precios del crudo mientras seguimos avanzando en la consolidación del negocio de transmisión y vías dentro del Grupo Ecopetrol.

Nuevamente, quiero agradecerles por su tiempo a todos los que hoy participan de esta llamada de resultados. Y con esto abrimos la sesión de preguntas y respuestas.

Operadora: Gracias. En este momento me gustaría recordarles a los participantes si tienen una pregunta que realizar, presione asterisco (*) y luego número uno (1) en el teclado de su teléfono. Si desea retirarse del listado de preguntas, presione pound key. Nuevamente, si tiene una pregunta, presione asterisco (*) y luego número uno (1) en su teclado telefónico. Estamos al pendiente de sus preguntas.

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

Andrés Cardona: Sí. Muy buenos días, Felipe, Jaime, Alberto. Felicitaciones por los muy sólidos resultados del año anterior.

La primera pregunta que yo tengo es claramente los precios del petróleo están bastante por encima del supuesto de la guía del año 2022, la pregunta es: ¿qué necesitarían para revisar el plan de inversiones y posiblemente la guía de producción?

La segunda pregunta es: si ustedes nos pueden ayudar a entender en lo que va del año o en el primer trimestre, ¿cuáles son las expectativas o cómo están realizando los precios internacionales en el segmento de downstream y cuánto están recibiendo en caja efectivamente? Para tener una idea de cómo podría evolucionar el fondo de estabilización.

Y la última pregunta, muy breve, es: si me recuerdan el número de pozos de desarrollo que tienen esperados para el año 2022 y el promedio de taladros activos que esperan tener.

Muchas gracias.

Felipe Bayón: Quiubo, Andrés, buenos días, y gracias por las felicitaciones, las haremos extensivas a los 18,000 empleados del Grupo Ecopetrol.

Voy a arrancar con la primera en términos de contexto y después le pido a Jaime que hable particularmente del tema de FEPC, de precio y demás, Alberto nos puede hablar de pozos y nos puede hablar de taladros. Particularmente en temas de CAPEX yo creo, Andrés, lo primero es bueno, estamos incrementando 50 % del CAPEX versus el año anterior, de 3.2, y uno le mete las eficiencias el año anterior fue 3.4, 3.5 millones de dólares, hoy hemos un hecho un guidance de CAPEX muchísimo más alto, 22, 24 billones de pesos dependiendo de cómo uno tome el tipo de cambio.

Entonces, primero, es fundamental capacidad de ejecución, poder efectivamente hacer que los proyectos se entreguen en los plazos, en los tiempos, en las condiciones, en las especificaciones que necesitamos para lograr esos 700, 705,000 barriles de guidance para el año, segundo, no creemos que sea bueno perder la disciplina de capital en ningún momento, ni en precios bajos, ni en precios altos, muchos de estos proyectos son proyectos que llevan tiempo en maduración, en análisis, en ingeniería, con temas de permisos. Habiendo dicho eso, ¿qué nos permite que los precios estén más altos? Tener muchísima mayor opcionalidad y uno puede decir: "Oiga, desde el punto de vista inorgánico, por ejemplo, ¿podría hacer algunas otras cosas?". La respuesta es posiblemente sí, podría acelerar algunos proyectos en áreas que ya están con licencias ambientales, con procesos de audiencias con comunidades, aceleración, y esto, obviamente, en el contexto de algunos impactos de las cadenas de suministro que estamos viendo, en términos de entrega de equipos, de repuestos, de elementos, de maquinarias y demás. Tendríamos posibilidad, por ejemplo, de hacer prepagos de deuda de manera más acelerada, Jaime ya nos contaba cómo era, cómo es el marco de referencia en el que nos movemos. Y, por último, distribución también a los accionistas. Entonces, opcionalidad tenemos, pero lo bueno es que no vamos a salir corriendo a invertir un montón de dinero porque el precio está más alto, tenemos que ser responsables, cautelosos y la disciplina de capital es fundamental.

Le voy a pedir entonces a Jaime y a Alberto que tema FEPC, tema actividad, inclusive, si quieren adicionar algo a lo que acabo de responder con mucho gusto, adelante y tal vez arranquemos por el tema de FEPC y de efectivamente cuánto estamos recibiendo comercialmente por los productos.

Adelante, Jaime.

Jaime Caballero: Gracias, Felipe. Y gracias, Andrés, por la pregunta. Vamos directo al tema de FEPC, y quiero hacer un breve comentario alrededor del tema de precios complementando lo que dijo Felipe. En el tema de FEPC, Andrés, básicamente la tendencia que estamos viendo es que aproximadamente el 50 % del valor del barril, por así decirlo, o del galón estamos recibéndolo en caja y el otro 50 % se está yendo al fondo de estabilización. Recordemos que esto es para, estamos hablando de diésel y estamos hablando de gasolina, esos son los dos productos donde específicamente sucede esta dinámica. Para los otros productos que tenemos dentro de la canasta del grupo, no tenemos esta dinámica. En el tema de FEPC estamos en una buena posición, creemos, ¿y por qué?, cerramos el año pasado con un saldo de 7.8 billones en diciembre, recibimos un pago de 3.9 billones por parte del Gobierno correspondiente al saldo adeudado hasta el segundo semestre del año pasado, eso quiere decir que las cuentas se están liquidando dentro de los términos que se han venido acordando. Nosotros tenemos la expectativa de que el saldo del tercer trimestre del año pasado se liquide en el segundo trimestre de este año o antes, inclusive, y que el saldo de ese cuarto trimestre también se liquide en el transcurso del año. Y eso es lo que hemos acordado con el Gobierno Nacional y lo que está en las cuentas del presupuesto legal de la nación, así que el mensaje un poco en relación al FEPC es un mensaje de que hay tranquilidad, hay un mecanismo que funciona y que se ha venido honrando.

Ahora hablemos un poco de precios, ¿qué sucede en función de los precios que estamos viendo? Claramente los precios que estamos viendo en este momento están por fuera de cualquier modelo, mucho, creemos, obedece a cuestiones coyunturales, nosotros no creemos que esto sea un tema estructural del mercado de hidrocarburos y, en consecuencia, no tenemos motivación alguna ni razón alguna para cambiar nuestra expectativa de precios de plan para este año, no lo estamos considerando. Las posibilidades, las oportunidades que habilitan estos precios igual se siguen revisando, los excedentes de caja que permiten estos precios igual se pueden utilizar, en consecuencia, no ganamos mucho con cambiar el horizonte de planeación y sí podemos perder en términos de disciplina y en términos de la estructura financiera que soporta el desempeño que estamos viendo. También lo que diría es que esa disciplina nos ha servido, Andrés, estamos reportando resultados históricos después de seis años de disciplina, y en esos seis años de disciplina hubo altibajos en precios y siempre seguimos un poco esta postura, entonces, yo creo que no vemos motivo para cambiar. Eso es un poco lo que mencionaría.

Albert.

Alberto Consuegra: Gracias, Jaime. Andrés, buenos días. Con relación a tu pregunta alrededor de actividad, quisiera empezar por el contexto de lo que fue 2021, en 2021 perforamos un total de 395 pozos de desarrollo con alrededor de 24 taladros. Con ese contexto te doy las cifras que estamos esperando para el año 2022. Estaríamos incrementando el número de pozos a un rango entre 520 y 560 pozos, esto quiere decir alrededor de 45 pozos por mes, con una ocupación a nivel de todo el grupo empresarial de 36 equipos, particularmente en la operación directa que desarraigamos en Colombia, vamos a pasar de diez equipos a 19 equipos. Entonces, es sustancial el incremento de actividad y ya estamos viendo que esa actividad la venimos ejecutando de acuerdo con el plan particularmente en los meses de enero y febrero.

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

Andrés Duarte: Muchas gracias. Buenos días. Felicidades a todos los empleados por esos resultados y destaco especialmente lo de la reposición sin efecto precio, el tema de almacenamiento que va a hacer ISA en Brasil, que seguro va a repercutir positivamente en el futuro acá y los resultados en refinación.

Tengo tres preguntas y, adicionalmente, si me pueden repetir un dato que seguro le dieron ahorita a Andrés Cardona en su pregunta relacionada con el FEPC. Mis tres preguntas son, primero, en la repartición de dividendos que van a proponer, que comunicaron ayer, está la fecha del 21 de abril para los minoritarios en el pago y hablan de instalamentos en lo que queda del año para el pago al Gobierno. Entonces, quería saber la periodicidad de esos instalamentos o si eso era un tema que estaba por definirse, esa es la primera pregunta.

La segunda pregunta tiene que ver con los costos en dólares, levantamiento de dilución transporte caja, que veo que, salvo por la evolución anual de los costos de transporte, hay unos incrementos importantes tanto a nivel trimestral como anual. Entonces, quería saber cuáles eran las principales variables que explicaban esta devolución y qué esperaban al respecto para el 2022.

Y la tercera pregunta tiene que ver con la diferencia en cambio que, básicamente al mirar la evolución de la deuda en el balance, quitando el efecto de ISA, se nota o se observa, según mis cálculos, unos 2,2 billones de pesos de incremento en la deuda por el efecto de la diferencia en cambio, y en el PYG digamos que ese valor no es considerable, es bien pequeño. Entonces, quería pedirles el favor de qué me explicaran

cuáles eran las principales variables que estaban afectando esa diferencia en cambio que hacen que sea tan pequeño el efecto en el PYG. Y el dato este que les pido el favor de repetirme, en caso de que se lo hayan comunicado a Andrés hace unos minutos, es el saldo al cierre del 2021 de la cuenta del FEPC, por favor. Muchas gracias y de nuevo felicitaciones.

Felipe Bayón: Quiubo, Andrés, buenos días. Y gracias por las felicitaciones.

Varias preguntas, arranco por la última, el saldo del FEPC al año pasado 7.8 billones de pesos. Y hay varias cosas, el tema de dividendos, el tema de la deuda le voy a pedir ahora a Jaime que arranquemos con eso y después a Alberto desde el punto de vista de los costos, el tema de levantamiento, adición, variables, en fin. En términos de dividendos efectivamente lo que estamos proponiendo a la asamblea general 30 de marzo y que será decisión de la asamblea es esta distribución en abril para minoritarios y al mayoritario a lo largo del año, pero eso tendrá que terminar de definirse y tendrá que conversarse con el mayoritario, y es un poco la línea que nosotros vemos en este momento. Entonces, le voy a pedir a Jaime, si tienes algo más con el tema de dividendos, pues, obviamente mencionarlo y hablar del tema de la deuda en ISA, la explicación sobre el tema de la deuda en ISA. Y, Alberto, después la coges tú para el tema de costos.

Jaime, adelante.

Jaime Caballero: Gracias, Felipe. No, en el tema de dividendos nada que agregar, los detalles particulares de forma de pago y mecanismo de pago se acordarán con el socio mayoritario, ahí la idea es tener flexibilidad en función de cómo evoluciona la caja del grupo tanto en pesos como en dólares, así como las necesidades del accionista mayoritario tanto en pesos como en dólares. Entonces, ese tema se va a ir trabajando con ellos.

Respecto al tema de la deuda, muy buen análisis, Andrés, muy buen análisis porque la cogiste completa, efectivamente así sucede, tuvimos un incremento importante en la deuda del balance asociado a cambio en la TRM, pero tú no lo ves en PYG. Y la razón por la que no lo ves en PYG es porque nosotros utilizamos coberturas contables, estas coberturas contables lo que hacen es un poco te permiten compensar el efecto cambiario que tiene la deuda contra una expectativa de ingresos futuros que tienes en la misma moneda, ese es uno de los mecanismos. Lo que sucede, al tú hacer ese tipo de cosas es que tú puedes llevar, el efecto lo llevas al patrimonio en lugar de al PYG. Entonces, eso es lo que sucede, pero tu análisis numéricamente está acertado. Para darte una idea nosotros tenemos cubiertos alrededor de unos 13 billones de dólares de deuda cubiertos bajo esta figura y eso nos permite mitigar la volatilidad cambiaria que tú vas a tener de trimestre a trimestre.

Creo que con eso ya Felipe respondió la pregunta del FEPC. Me dijeron aquí, alguien me pasó un dato, que dije en la respuesta anterior del FEPC dije que el saldo estaba liquidado hasta el segundo semestre, me refería al segundo trimestre del año pasado, o sea, primer semestre del año pasado en caso de que haya alguna duda al respecto. Albert.

Alberto Consuegra: Andrés, buenos días. Con relación a los costos empezaría describiendo lo que sentimos va a pasar en el año 2022 con el costo de levantamiento, primero, reconocer que nosotros hemos venido reactivando sobre todo las actividades de subsuelo, esto debido a la cantidad de cierres que experimentamos el año pasado producto de los paros, por temas operativos, entonces, la mayor actividad en intervenciones de pozo va a tener su impacto, también unido a otra realidad que es la

inflación que estamos experimentando en el sector de Oil & Gas, entonces, los servicios de subsuelo también tendrán un incremento. Y lo que estamos contemplando en el plan es mantener el costo de levantamiento por debajo de los 10 dólares barril, eso es lo primero. Lo segundo, dilución, en dilución venimos implementando una serie de eficiencias muy asociadas a la entrada, a la implementación, a la ejecución de los proyectos de codilución, tanto en Cusiana como Apiay, eso nos ayuda a disminuir el costo de dilución, el factor de dilución. Pero hay una realidad y es que tenemos el mayor costo de compra del diluyente, entonces, vamos a tener que vivir con ese punto y entender hasta dónde nos puede afectar acá el costo de dilución. En el costo de transporte y en el costo de refinación, los estamos viendo muy cerca al plan, ahí el reto va a ser manejar la inflación, pero diría que en general el tema de cuidado va a ser costo de levantamiento y el factor de dilución.

Andrés Duarte: Muchas gracias.

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

Daniel Guardiola: Buenos días, Felipe, Jaime y Alberto. Yo tengo un par de preguntas, la primera es sobre los precios altos del petróleo. Y de pronto es para Jaime, no sé si Jaime nos podría dar más color sobre la sensibilidad de la generación de caja a incrementos del precio del petróleo, no sé, si tiene sensibilidad de por cada dólar del precio de petróleo la caja incrementa en equis cantidad. Y conectada con esa pregunta, si nos pueden dar un poco más de color sobre cómo sería la priorización de la localización del exceso de capital entre crecimiento, remuneración a los accionistas y pago de deuda. Entonces, esa sería mi primera pregunta.

La segunda, muy corta, es más un tema de cobertura, no sé si consideren que en este momento sea un momento oportuno para hacer un lock in profit de estos precios del petróleo, que como lo mencionaba Jaime son artificialmente altos o no son estructurales, por lo tanto, son temas coyunturales y podría ser un tema oportunístico, digamos, aprovecharlo e intentar hacer un lock in profit de la producción de los próximos 12 meses a estos niveles.

Y la tercera es relacionada con la elección del management, y teniendo en cuenta que este año tenemos un año de elecciones presidenciales en Colombia, me gustaría saber si me podrían dar más color sobre cómo es el proceso de elección o cambio del management y si hay alguna iniciativa que Ecopetrol esté pensando en implementar para blindar la elección del management del ciclo político.

Fernando Bayón: Quiubo, Daniel, buenos días. Felipe. Gracias por la pregunta. En términos de esas sensibilidades, efectivamente, nosotros más o menos vemos que un dólar adicional podría generarnos 350,000 millones de pesos en caja, unos 200,000 millones de pesos en utilidad, y es más o menos lo que llamaría la regla del dedo gordo o el rule of thumb para hacer algunas estimaciones. En términos de cobertura, Jaime, si quieres agarrar esa pregunta y después, si quieres, vuelvo yo con el tema del management.

Adelante, Jaime.

Jaime Caballero: Gracias, Felipe. Hola, Daniel. Coberturas, vamos a hablar de coberturas y vamos a hablar un poquito también de asignación de capital. Yo creo que en coberturas cuando hicimos el lanzamiento de la estrategia 2040 este tema surgió y fue un tema que analizamos bastante en el contexto de la estrategia, y fundamentalmente lo que nosotros vemos es que en precios altos no vemos el caso de negocio para las coberturas. Y no lo vemos porque cuando ya tú entras más allá del

concepto del lock in precio alto a la ejecución del concepto, cubrir una porción relevante de la producción de Ecopetrol a los precios que estamos viendo implican unos costos muy muy significativos. ¿Y qué es lo que está detrás de eso? Lo que está detrás de eso es que el mercado no está viendo estos precios que estamos viendo de materias primas como precios sostenibles y predecibles en el tiempo, los está viendo como coyunturas de volatilidad. ¿Qué quiere decir eso? Pues, que el que te quiera ofrecer el instrumento financiero de cobertura te va a cobrar ese riesgo de volatilidad que está viendo. Y comparativamente estamos viendo que los múltiplos asociados a esa prima de riesgo están del orden de cinco o seis veces en lo que hemos visto en otros momentos donde los precios están más bajos. Entonces, todo esto para decir que no vemos un caso de negocio para incurrir en un costo fijo asociado a una cobertura cuando podemos navegar la volatilidad como la estamos navegando en este momento.

Tu otra pregunta, Daniel, era un poco alrededor de cómo estamos pensando en el tema de asignación de capital en función de excedentes de liquidez, y aquí Felipe ya hizo unos comentarios, yo creo que iniciales, en una pregunta anterior, pero yo me remontaría nuevamente a la estrategia del 2040, ¿verdad? Y bajo esa estrategia tenemos cuatro pilares, hay un primer pilar que es crecer en la transición energética, yo te diría como primer componente eso, nuestros excedentes de capital lo primero que van a ir es a responder a ese crecimiento, o sea, al CAPEX orgánico y oportunidades inorgánicas de calidad que respalden ese crecimiento que queremos, eso es como el primer tema. El segundo tema es el manejo disciplinado que nos permite los retornos competitivos, en esa línea temas como reducir la deuda y darnos más espacio en el management para el futuro también es una consideración muy importante. Entonces, asegurado el crecimiento, la siguiente consideración es bajar la deuda. Y ya habiendo hecho uno y dos, habiendo cumplido con uno y dos, se podría entrar a considerar distribuciones adicionales a los accionistas o ese tipo de cosas, esa es la manera un poco como lo estamos pensando.

Le devuelvo el balón a Felipe.

Felipe Bayón: Jaime, gracias. En cuanto a temas de management, y precisamente yo creo que es bueno arrancar por el contexto de la estrategia 2040, Energía que Transforma, y es esta visión de largo plazo construyendo sobre unos resultados excepcionales, históricos, dos crisis, 2016, 2020 y nuevamente mostrando mejores resultados históricos. Y yo creo que en ese sentido, pensar, Daniel, que tenemos una visión de largo plazo y tenemos mucha granularidad y entendimiento de dónde van a salir esas fuentes de generación de valor hacia adelante y eso yo creo que es importante. Segundo, desde el punto de vista puntual del tema de management, el gobierno corporativo de Ecopetrol ha avanzado en los últimos años de manera muy decidida, permanentemente estamos revisando temas a la luz de los estándares, los radares, las mediciones que hacemos, ustedes las conocen todas, creo que hemos ido avanzando de manera muy decidida, precisamente fortaleciendo el buen gobierno corporativo, y decir que en particular en el management de Ecopetrol, primero, orgullo siento yo del equipo que tenemos en la compañía, es equipo de clase mundial, es un equipo que se elige con base en necesidades, perfiles de lo que requiera la compañía para entregar su estrategia, por eso estaba arrancando con el punto de estrategia.

De hecho, Daniel, si te acuerdas, en la estrategia hablamos de por lo menos hacer el 70 % de retooling de todos los empleados de Ecopetrol, tendremos que desaprender muchas cosas y aprender cosas nuevas, aprender maneras distintas de hacer las cosas, vendrán posiblemente tecnologías disruptivas. Hay unos procesos de selección que son muy profesionales, muy disciplinados, manejados por el área de talento humano. En particular en el caso del presidente, se aprobó a mitad del año pasado todo el proceso de sucesión del presidente en casos de emergencia o en casos planeados, o sea, todo

eso está establecido si uno piensa en los principios guía, las reglas, las herramientas, los procedimientos, cómo se hace la nominación, cómo se hace la designación, en fin, todo eso está de alguna manera reglado y yo creo que eso es importante en términos de visibilidad. Todos los directivos de reporte directo al presidente se escogen por recomendación del presidente de la compañía, pero en consenso con la Junta Directiva de la compañía, entonces, hay una participación permanente de la junta que yo creo que es fundamental también en ese sentido. Y lo otro que es importantísimo, Daniel, y estoy aquí ya entrando un poco en la cocina interna, por ejemplo, el año pasado yo personalmente le presenté los planes de sucesión de los 30 ejecutivos top del grupo a la Junta Directiva en detalle, entonces, todo eso está de alguna manera muy bien cimentado, es un proceso muy disciplinado y robusto, y en últimas, ¿qué es lo importante en ese sentido? Que el Grupo Ecopetrol siga fortalecido y sigamos entregando estos resultados hacia adelante. Daniel muchas gracias.

Operadora: Gracias. La siguiente pregunta viene del señor Augusto Uribe de A&G.

Augusto Uribe: Good morning. Mi pregunta ya está respondida. Gracias.

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

Señor Bayón, ¿algún comentario final?

Felipe Bayón: Bueno, muchas gracias y nuevamente muchas gracias a todos los que participaron el día de hoy. Resultados históricos para el Grupo Ecopetrol, les decía yo, un reconocimiento a los 18,000 empleados de la compañía que llevan la iguana en el corazón. Compromiso no solo con Colombia, sino con todos los países en donde operamos. Muy contentos con la incorporación de ISA y está empezando a mostrar resultados, obviamente muy expectantes por todos los temas geopolíticos que están sucediendo en el mundo, creo que les dimos algún color sobre cómo estamos viendo la evolución de todos estos temas. Pero nuevamente, gracias a ustedes, espero que sigan cuidándose mucho y esperamos verlos pronto en una próxima llamada de resultados. Que tengan un muy buen día.