



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

Damos la bienvenida a todos los participantes a esta llamada de conferencia en la que se presentarán los resultados financieros y operativos del segundo trimestre de 2022. En este momento, todos los participantes se encuentran en silencio. Al final de la presentación se llevará a cabo una sesión de preguntas y respuestas.

Antes de comenzar, es importante mencionar que los comentarios de la alta gerencia de Ecopetrol incluyen proyecciones sobre el desempeño futuro de la empresa, las cuáles 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 y operativo, Jaime Caballero, vicepresidente corporativo de finanzas y Yeimy Báez, vicepresidente de soluciones de bajas emisiones. Gracias por su atención. Señor Bayón, puede comenzar.

Felipe Bayón: Muy buenos días y bienvenidos a esta llamada de conferencia donde presentaremos los resultados operativos y financieros del Grupo Ecopetrol para el segundo trimestre y para el primer semestre del año 2022. Me enorgullece anunciarles que continuamos superando nuestros resultados logrando el mejor trimestre, al igual que el mejor semestre en la historia del Grupo Ecopetrol.

En estos primeros seis meses del año 2022, ya hemos superado la utilidad neta registrada en todo el año 2021. Estos resultados se soportan en la habilidad de la compañía para, entre otras cosas, retomar los niveles de producción superiores a los 700,000 barriles por día, capturar los beneficios de unos precios de crudo y de los diferenciales competitivos a través de una muy sólida estrategia comercial, continuar reduciendo las presiones inflacionarias gracias a las eficiencias en costos y a medidas de mitigación puntuales, y a una gestión proactiva en el manejo de nuestro capital de trabajo.

Vamos, por favor, a la siguiente diapositiva. En el segundo trimestre del año avanzamos en nuestra estrategia 2040: Energía que transforma, dando importantes pasos en sus cuatro pilares. En el pilar orientado a crecer con la transición energética, quiero destacar lo siguiente: la declaración del éxito del pozo exploratorio Uchuva-1, que evidencia el gran potencial gasífero en el Caribe



Colombiano, costa afuera, y soporta nuestra estrategia para incrementar la participación del gas en la producción total del Grupo Ecopetrol, el retorno a la producción sostenida llegando para el mes de julio a niveles cercanos a los 714,000 barriles equivalentes por día.

Los resultados históricos del segmento de refinación con una carga conjunta del trimestre de 365,000 barriles diarios, un margen bruto histórico de 29 dólares por barril y un EBITDA de 3.7 billones de pesos soportado en un excelente desempeño operacional.

El cierre de un acuerdo con OXY para ampliar nuestra presencia y la operación en el Permian, esto nos permite acceder a unos 21,000 acres nuevos, 21,000 acres adicionales en la subcuenca de Delaware. El completamiento mecánico de la interconexión de las plantas de crudo en la Refinería de Cartagena, que nos permitirá aumentar la capacidad de refinación, en dicha refinería, de 150,000 barriles diarios a 200,000 barriles diarios.

En el negocio de transmisión, vías y telecomunicaciones, ISA ganó uno de los proyectos de transmisión más grandes subastados en Brasil en los últimos años, a través de ISA CTM. El proyecto comprende 1,139 kilómetros para transportar energías renovables con un ingreso anual de 60 millones de dólares, y el cual se espera que entre en operación entre los años 2026 y 2027.

En el pilar de generar valor con SostTECnibilidad, quiero destacar los siguientes hitos: avances importantes en materia de nuestra estrategia de hidrógeno de bajo carbono en donde cerramos alianzas con seis empresas a nivel internacional que aportarán al cumplimiento de nuestra hoja de ruta. Hace apenas un par de semanas, firmamos un acuerdo con Toyota para iniciar pruebas de movilidad con un vehículo de hidrógeno verde, permitiendo realizar la evaluación técnica y analizar el potencial de esta aplicación para el país.

Con el objetivo de asegurar una adecuada alineación organizacional y una mayor efectividad en la ejecución de la estrategia de transición energética, la anterior Vicepresidencia de Gas de Ecopetrol se ha transformado, y hoy es la Vicepresidencia de Soluciones de Bajas Emisiones. Esta vicepresidencia seguirá bajo el liderazgo de la ingeniera Yeimy Báez.

En el pilar de conocimiento de vanguardia, quiero resaltar lo siguiente: la captura de beneficios en la implementación del portafolio de ciencia, tecnología e innovación por alrededor de 63 millones de dólares durante el primer semestre del año, gracias a proyectos como Campos Integrados y Petrotécnica Digital, que, mediante el uso de tecnologías de geofísica avanzada y herramientas con inteligencia artificial, nos



permiten ser más eficientes en la operación de los pozos y la implementación de tecnologías de perforación que nos ayudan a mejorar, entre otras cosas, el consumo de agua de inyección en la operación.

Por otro lado, Ecopetrol, en alianza con Accenture, Claro y Microsoft, realizó la primera prueba piloto 5G de uso industrial en la refinería de Barrancabermeja en operaciones de mantenimiento, por medio de dispositivos seguros para la asistencia remota, todo esto en tiempo real, lo que nos ha permitido una reducción de tres días en el mantenimiento, y que corresponden a una optimización de la actividad de más de 1 millón de dólares.

Finalmente, en el pilar de retornos competitivos, sobre el cual Jaime nos ampliará la información más adelante, quiero destacar lo siguiente: la ejecución de inversiones del primer semestre del año 2022 es la más alta de los últimos seis años, y está enfocada en la generación de barriles con valor y reservas que provean estabilidad al país en materia de seguridad energética.

También se dio la mayor distribución de dividendos en la historia, por 448 pesos por acción. Se llegó a un acuerdo para el pago del FEPC con el Ministerio de Hacienda, y esto nos permite que el saldo acumulado del FEPC al primer trimestre del 2022 por 14.2 billones de pesos, sea liquidado y pagado, y hace que también sea el pago más ágil desde la creación de dicho mecanismo de subsidio para los combustibles en el país.

Vamos, por favor, a la siguiente diapositiva. La situación macroeconómica local e internacional ha generado retos en términos comerciales, inflacionarios y logísticos sobre los cuales hemos adelantado acciones estratégicas-proactivas para asegurar el cumplimiento de nuestros planes en el negocio. En el ámbito comercial, el principal reto ha sido los bajos niveles de importación de crudo en China debido a los brotes más recientes de COVID y a una política restrictiva para mantener bajo control el virus.

Como mecanismo de mitigación, hemos diversificado el portafolio de ventas entre Europa, los Estados Unidos y otros países del continente asiático, como la India, por ejemplo, logrando mantener nuestros precios de realización a niveles atractivos aun bajo un escenario competitivo de precios. En abastecimiento hemos trabajado en reducir la exposición de nuestras compras de bienes y servicios a la volatilidad del corto plazo, asegurando, por ejemplo, la contratación de taladros con vista más allá del año 2022. También, el aprovisionamiento oportuno de los inventarios, esos que son críticos para nuestros proyectos y para la operación, y, por último, una comunicación permanente y fluida con nuestros proveedores.



Y en gestión de flujo de caja, optimizamos el capital de trabajo acelerando el recaudo de la cuenta del FEPC que les mencionaba anteriormente. Hemos también optimizado los inventarios de productos asegurando los niveles requeridos para operar.

Finalmente, en términos de competitividad, continuamente, buscamos nuevas iniciativas de eficiencia que nos ayuden a contener el impacto de la inflación sobre la estructura de gastos del Grupo Ecopetrol.

Vamos, por favor, a la siguiente diapositiva. Tras casi un año de la integración de ISA al Grupo Ecopetrol, se ha evidenciado, con sus resultados y sinergias, el valor que aporta a los accionistas. ISA continua su crecimiento con la construcción de 33 proyectos de transmisión de energía que hoy están en ejecución, que van a representar más de 4,900 kilómetros de líneas de transmisión. Quiero destacar que nueve de estos proyectos contribuyen a la transición energética de manera directa al conectar fuentes de energía renovable no convencionales a la red de transmisión y mejorar así las capacidades de la red para la conexión futura de otros proyectos renovables.

En el frente social, ISA se destacó por su estrategia de inversión social y ambiental en Colombia, en el Índice de Inversión Social Privado a 2022 de la firma Jaime Arteaga y Asociados, donde ocupó el tercer lugar, escalando dos posiciones frente al año inmediatamente anterior.

Ahora le quiero dar la palabra a Yeimy Báez quién nos hablará sobre los principales resultados de nuestra línea de soluciones de bajas emisiones.

Yeimy Báez: Gracias, Felipe. El pasado mes de junio la Vicepresidencia de Gas se transformó en la Vicepresidencia de Soluciones de Bajas Emisiones, la cual integra las áreas de gas natural, biogás, GLP, energía, renovables, hidrógeno y captura, almacenamiento y uso de carbono. Estamos integrando componentes para un nuevo ADN, trascendiendo hacia un portafolio de soluciones energéticas que responde a la estrategia a 2040, consolidando así sinergias: Con ISA, en infraestructura eléctrica. Con Cenit, para el uso de infraestructura existente y un crecimiento logístico eficiente. Con Esenttia, la Refinería de Cartagena y de Barrancabermeja, en hidrógeno de bajas emisiones y la producción de nuevos combustibles. Esta aproximación a sistemas de energía limpios apalanca nuestro crecimiento como un grupo diversificado de energía para continuar liderando el camino hacia la transición energética en Colombia y la región.

Nuestro portafolio incluye: primero, negocios maduros de gas y GLP en Colombia que son fundamentales para garantizar la seguridad energética del país y que



abrirán nuevos horizontes comerciales. Como parte del proceso de comercialización 2022, presentamos al mercado las declaraciones de gas disponible suficiente, no solo para renovar los contratos con vencimiento en 2022 y 2023 sino también para la creación de nueva demanda.

En materia de GLP, a partir del segundo semestre de 2022, Ecopetrol entregará un 10 % más de producto, equivalente a 4,800 toneladas por mes, gracias a optimizaciones operativas que benefician a más de 3.5 millones de familias colombianas.

Segundo, negocios en crecimiento para autogeneración con energías renovables no convencionales que permiten descarbonizar nuestras operaciones. Resaltamos los avances en el desarrollo y construcción de dos ecoparques solares que sumarían alrededor de 49 megavatios de capacidad renovable adicional, así como el inicio de la construcción del ecoparque en Providencia, con una capacidad de 1.8 megavatios en apoyo a la reconstrucción de la isla, luego del paso del huracán Iota en 2020.

En cuanto a Castilla y San Fernando, hemos alcanzado ahorros en el costo de energía por más de 15,000 millones de pesos y reducciones de cerca de 22,000 toneladas de emisiones de CO2 equivalente, desde su incorporación en octubre 2019 y octubre 2021, respectivamente.

Y tercero, oportunidades emergentes en hidrógeno, captura, almacenamiento y uso de carbono y biogás. Hemos avanzado en la maduración de dos proyectos de hidrógeno a escala industrial en nuestras refinerías, a partir de la información recolectada con el piloto de 50 kilovatios que se encuentra en operación en la Refinería de Cartagena desde marzo, y también hemos avanzado en pruebas de concepto para transporte público y movilidad liviana que estarán en marcha antes de terminar el 2022.

Así mismo iniciamos estudios de factibilidad de subsuelo para el almacenamiento de CO2 en cuatro cuencas en Colombia, con una inversión de cerca de 3.5 millones de dólares, cuyos resultados estarán disponibles en el cuarto trimestre de este año.

Ahora paso la palabra a Alberto Consuegra, quién comentará sobre los resultados operativos del periodo.

Alberto Consuegra: Gracias. Durante el primer semestre perforamos nueve pozos exploratorios, cuatro en operación directa y cinco en actividad asociada.



Como lo mencionó Felipe, resaltamos el éxito exploratorio del pozo Uchuva-1 en aguas profundas del Caribe Colombiano. El pozo fue perforado en el bloque Tayrona, junto con el socio Petrobras, y confirmó el descubrimiento de una acumulación de gas natural a 32 kilómetros de la costa del sur de La Guajira y a 76 kilómetros de Santa Marta. El consorcio dará continuidad a las actividades del bloque Tayrona con el objetivo de validar las dimensiones de la nueva acumulación de gas.

Por otra parte, durante mayo, Ecopetrol y OXY suscribieron un acuerdo de exploración conjunta en los bloques COL-1, COL-2, COL-6 y COL-7, localizados en aguas profundas en el noreste del Caribe Colombiano, con el objetivo de emprender la búsqueda de hidrocarburos en una zona de alto potencial. Ecopetrol tendrá una participación del 40 % de los derechos de exploración y producción, y OXY el 60 % restante como operador de los bloques.

Actualmente, el Grupo Ecopetrol cuenta con un portafolio robusto y competitivo que permitirá dar continuidad a la actividad exploratoria y apalancar la incorporación de reservas y producción para garantizar la seguridad energética del país. Contamos con 265 oportunidades exploratorias en las que se incluyen 17 descubrimientos en proceso de evaluación y/o delimitación y 116 prospectos concentrados en aproximadamente 6 millones de hectáreas distribuidas en cuencas de alto interés estratégico en Colombia, Brasil y Estados Unidos en el golfo de México.

El 90 % del área mencionada se encuentra localizada en Colombia, mientras que el 10 % restante actúa como un eje de diversificación con socios estratégicos en otros países. Vale la pena destacar que el 60 % de los volúmenes de hidrocarburos identificados en la cartera exploratoria corresponden a gas, el combustible de transición. Esperamos cerrar el año con la perforación de 24 pozos exploratorios en línea con el plan.

Vamos a la siguiente lamina, por favor. La producción trimestral fue de 705,000 barriles de petróleo equivalente por día, 12,400 barriles más que el volumen logrado en el primer trimestre, y en línea con las metas anunciadas al mercado. Se destaca el mejor desempeño de los campos: Rubiales, Chichimene, Acacias, Quifa y Nare, así como la recuperación de las ventas de gas posterior al mantenimiento de Cupiagua realizado al inicio del año y el aporte de producción de los pozos exploratorios.

La producción acumulada de los activos exploratorios al cierre del segundo trimestre alcanzó 490,000 barriles de petróleo equivalente, es decir, alrededor de 2,700 barriles por día provenientes de las pruebas extensas de los pozos Liria YW12,



Ibamaca-1, Arrecife-1 side track, Arrecife-3, Flamencos-2 y Lorito-1, perforados en vigencias anteriores y el Niño-2 perforados en 2022.

Resaltamos el aumento de la capacidad de ejecución respecto al primer semestre de 2021 logrando 249 trabajos de *workover*, 268 pozos de desarrollo con un promedio de utilización de 33 taladros y la reactivación de la actividad en el Piedemonte con cinco equipos de perforación, tres de ellos orientados a pozos de desarrollo y dos a exploración.

Vamos a la siguiente lamina, por favor. En la cuenca del Permian, resaltamos los buenos resultados operativos y financieros que alcanzan máximos históricos con una producción acumulada a junio de 26,800 barriles equivalentes diarios, casi duplicando el aporte del primer semestre de 2021 y un margen EBITDA del 88 % en el primer semestre del 2022.

Alineado a nuestra estrategia de sosTECnibilidad, destacamos la baja intensidad de emisiones en nuestras operaciones en el Permian, con un rango de 8 a 9 kilos de dióxido de carbono equivalente por barril, basados en la práctica de cero quemas rutinarias y un programa de monitoreo y control de emisiones fugitivas en nuestras facilidades.

Así mismo, hemos sustituido el 36 % del volumen de diésel por gas natural comprimido y reciclamos alrededor de 5 millones de barriles de agua, un 43 % más versus que el reciclado en el mismo periodo de 2021. Basados en los buenos resultados obtenidos hasta el momento, junto con OXY, hemos acordado ampliar la actividad en el área de Midland y extender la asociación hasta el área de Delaware, fortaleciendo así la presencia de Ecopetrol en el Permian.

El otrosí al *joint venture* inicial habilita el acceso a Ecopetrol a una mayor participación sobre la producción en el Midland, 75 %, al tiempo que difiere las obligaciones de *carry* al 2025. La actividad en Delaware iniciará en el cuarto trimestre de 2022 y su producción y reservas se reflejarán en 2023. Para el cierre del 2022, contemplamos la perforación de 97 pozos, el completamiento de cerca de 95 pozos y un incremento en producción entre 4 y 6,000 barriles diarios equivalentes para una producción total promedio año 2022 entre 38 y 40,000 barriles equivalentes diarios netos para Ecopetrol antes de regalías.

Vamos a la siguiente lamina, por favor. El volumen transportado presentó un crecimiento de 117,000 barriles diarios frente al segundo trimestre del año anterior asociado a la recuperación de la demanda de crudos y productos refinados, así como al recibo de crudos de la Asociación Nare y capturas de barriles adicionales de terceros.



Por otro lado, en junio tuvimos *récord* histórico de exportación de crudo *south blend* por el terminal marítimo Tumaco. El buque-tanque cargó 601,000 barriles con destino a la costa oeste de los Estados Unidos.

El pasado 15 de junio celebramos una década de operación de Cenit. Ya son diez años, 4,000 millones de barriles de hidrocarburos transportados, 100 billones de pesos en ingresos operacionales, cerca de 9,000 kilómetros de ductos y un equipo de trabajo de más de 1,000 personas con un norte claro en materia de sostenibilidad.

Vamos a la siguiente lamina, por favor. El segmento del *downstream* registró nuevos *réCORDS* históricos, con un margen bruto integrado de refinación trimestral de 29 dólares por barril, un EBITDA trimestral de 3.7 billones de pesos y un margen EBITDA trimestral de 15.1 %. El segmento, al primer semestre, ha ejecutado el 75 % del plan de paradas de plantas de 2022, asegurando la confiabilidad de los activos con una disponibilidad operacional en abril y mayo del 97 %, así como un sobresaliente desempeño HSE sin lesiones registrables.

La Refinería de Cartagena registró *réCORDS* históricos trimestrales y semestrales en EBITDA, alcanzando 1.6 y 2.3 billones de pesos respectivamente, y un margen bruto trimestral de refinación de 31.6 dólares por barril. Se finalizó el completamiento mecánico del proyecto interconexión plantas de crudo de Cartagena, IPCC, progresando actualmente en actividades de aseguramiento y puesta en marcha. Y durante el segundo semestre 2022, se realizará incremento gradual de la carga.

En Esenttia continua la tendencia positiva en los resultados gracias al aprovechamiento de márgenes entre el polipropileno y el propileno grado refinaria, incremento en el nivel de entregas de materia prima por parte de las refinerías y distribución de producto final en regiones de mayor valor. Esperamos que, durante el segundo semestre de 2022, nuestros resultados estén apalancados por el incremento gradual de la carga en la refinería de Cartagena hasta llegar a 200,000 barriles diarios con la entrada en operación del IPCC. En Esenttia, por la ampliación de planta número 2 y la estabilidad en la entrega de PGR por parte de las refinerías, y manteniendo la estabilidad y disponibilidad operativa en todas nuestras unidades de negocio.

Pasemos a la siguiente lamina, por favor.

Durante el primer semestre del año, se capturaron eficiencias por alrededor de 1 billón de pesos. Estos resultados se dan en medio de importantes retos inflacionarios y de cadena de suministro, lo que se ha evidenciado en incrementos en costos para la compañía. El Grupo EcoPETROL adoptó una estrategia integral



enfocada en el control de costos, aportando mejoras a las operaciones y a las estrategias comerciales capturando ahorros con efecto positivo en EBITDA por 916,000 millones de pesos, lo que ha permitido mitigar en más de un 40 % el impacto de la inflación en el OPEX y contrarrestar los retos del mercado internacional.

El costo de levantamiento presentó un incremento del 19 % versus primer semestre de 2021, explicado principalmente por un mayor nivel de operaciones y reactivación de actividades después de la pandemia del COVID-19 y un aumento en la tarifa de energía eléctrica. En relación con el costo por barril transportado, los incrementos en precios fueron compensados por un mayor volumen transportado que disminuyó el costo unitario en un 5 %, así como el efecto de la mayor tasa de cambio al llevar los costos en pesos a dólares.

Por su parte, el costo total unitario presentó un aumento durante el segundo trimestre, debido, principalmente, al mayor precio del Brent sobre las importaciones de crudos y productos como: diluyente, diésel y gasolina, adicional al incremento de los costos y gastos operativos debido a las presiones inflacionarias, traducido en un incremento ponderado del 13 % en la base de costos.

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

Jaime Caballero: Gracias, Alberto. El EBITDA por barril del negocio de hidrocarburos, antes de la contribución de ISA, aumentó 28.4 dólares por barril frente al primer semestre del 2021, ubicándose en 68.6 dólares como resultado de mayores precios de realización de la canasta de crudos y un incremento de volumen en la venta de productos a nivel local.

El *breakeven* de utilidad del semestre se ubicó en 25.3 dólares por barril, registrando una mejora de 8.1 dólares por barril frente al primer semestre del 2021, dado los factores antes mencionados. En el negocio de transmisión de energía y vías, el margen EBITDA de ISA cerró en 69.6 % apalancado en mayores ingresos operacionales por la entrada de proyectos de transmisión de energía, el aumento en la actividad constructiva de concesiones en Brasil y el efecto positivo de mayores niveles de inflación en Brasil y Colombia.

El ROE de ISA para el primer semestre del 2022, fue del 11.1 % en línea con el plan. Dicho indicador es inferior al primer semestre del 2021 debido al reconocimiento de un beneficio no recurrente de la revisión tarifaria y ajustes a la red básica del sistema de transmisión en la filial brasilera CETEEP.



Dentro de los resultados consolidados, se destaca: primero, en el margen EBITDA se alcanzaron nuevos niveles históricos, impulsados por la exitosa estrategia comercial, el destacado desempeño operacional de todos los segmentos de negocio traducidos en un aumento de producción, cargas a las refinerías y volúmenes transportados, el incremento en el nivel de volumen de ventas, especialmente destilados medios a nivel nacional y, por supuesto, la contribución de los resultados de ISA. El incremento en el EBITDA del primer semestre de 2022 frente al primer semestre de 2021 fue de 116 %, el indicador margen EBITDA de la compañía cerró el semestre en 49.9 %.

Segundo, el ROACE continúa en dos dígitos alcanzando 17.1 % en el primer semestre, subiendo ocho puntos porcentuales frente a resultado obtenido en el primer semestre de 2021. La mayor utilidad operativa apalancó el resultado del indicador compensando un aumento en el capital empleado durante el periodo. El ROACE de Ecopetrol se ubicó 4 % por encima de aquellos reportados por la muestra de pares a la fecha.

El segmento de refinación continúa destacándose por su creciente contribución al EBITDA del Grupo, alcanzó un nuevo *record* en el periodo apalancado en la estabilidad operativa de las refinerías y los buenos diferenciales de precios del mercado. Por su parte, los segmentos de transporte y de transmisión de energía y vías continúan aportando estabilidad en los ingresos y en el flujo de caja operacional del Grupo.

Por último, el indicador deuda bruta EBITDA para el Grupo mejoró, ubicándose en 1.6 veces. Durante el periodo, la agencia calificadora de riesgos *Standard & Poor's* actualizó la calificación de largo plazo de Ecopetrol, manteniéndola en BB+ con perspectiva estable y la calificación de crédito individual en grado de inversión. Según *Standard & Poor's*, la calificación refleja la estabilidad de los resultados financieros de la compañía en línea con el entorno favorable de precios del petróleo, así como la importancia de la incorporación de ISA al Grupo Ecopetrol.

Vamos a la siguiente lamina, por favor. El Grupo Ecopetrol se ha caracterizado por mantener una estricta disciplina de capital con criterios que se han robustecido y diversificado en línea con los nuevos negocios del Grupo y la estrategia al 2040. Estamos buscando acelerar la descarbonización y captura de valor del negocio de hidrocarburos, consolidar el crecimiento en transmisión de energía y concesiones viales, así como apalancar la transición energética por medio de la diversificación de negocios.

En el pilar retornos competitivos, Ecopetrol continúa entregando resultados financieros históricos, apalancados en los niveles actuales del Brent y en medidas



adicionales gestionadas por el Grupo como la captura de eficiencias que tiene como propósito aportar al Grupo mejoras a las operaciones, inversiones y estrategias comerciales. Dichas eficiencias han logrado mitigar las presiones inflacionarias presentadas y que prevemos continúen en nuestros gastos operacionales y nuestras inversiones.

Durante lo corrido de 2022, Ecopetrol distribuyó el dividendo más alto en su historia, por un total de 448 pesos por acción, compuesto por un dividendo de 280 pesos por acción decretado en Asamblea Ordinaria y uno de 168 pesos por acción decretado a contraparte de la reserva ocasional. Dicho dividendo favoreció a los más de 254,000 accionistas minoritarios de la compañía con un rendimiento de 19.9 % estimado a partir del precio de la acción de cierre de junio de 2022.

Al cierre del segundo trimestre del 2022, el Grupo Ecopetrol registró una posición de caja de 12 billones de pesos. Dentro de los movimientos más importantes del periodo se destacan: primero, la fuerte generación de flujo de caja operativo por 6.2 billones de pesos, asociado al buen desempeño de los segmentos y a la gestión realizada para el recaudo de la cuenta por cobrar al FEPC.

Segundo, el pago de dividendos por 5.7 billones de pesos, compuesto por 3.2 billones de pesos pagados al accionista mayoritario y 2.1 billones de pesos a accionistas minoritarios sobre resultados del 2021 y distribución de la reserva ocasional. Y, por otro lado, los pagos realizados por nuestras filiales a accionistas no controlantes por .4 billones de pesos.

Tercero, el uso de 4.6 billones de pesos asociado principalmente a mayores inversiones orgánicas destacando en el negocio de hidrocarburos la inversión destinada a la perforación y completamiento de 268 pozos de desarrollo, 249 *workovers* y 9 pozos exploratorios en Colombia.

Los pagos de interés y amortizaciones por 1.7 billones de pesos son el cuarto y último punto. Durante el trimestre se realizó una operación sobre los vencimientos del periodo por 160 millones de dólares con el fin de limitar la exposición a tasas de mercado elevadas y extender su vencimiento.

Respecto a la evolución del fondo de precios de los combustibles, tras el pago realizado por el Gobierno en diciembre de 2021, correspondiente a la liquidación de las cuentas del primer y segundo trimestre de 2021, el saldo acumulado del fondo a cierre del primer trimestre del 2022 ascendió a 14.2 billones de pesos. Para atender el pago y compensación del saldo a dicha fecha, se acordó con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público lo siguiente: Primero, aportes de la nación por cerca de 8 billones de pesos, desagregados en 7.3 billones de pesos de recursos frescos



de caja y 675,000 millones de pesos a través de dividendos decretados sobre resultados del 2021 de Ecopetrol que le correspondían al gobierno. Y segundo, la liberación de una parte de la reserva ocasional que fue distribuida como dividendo extraordinario a los accionistas en la pasada Asamblea Extraordinaria del mes de junio. El monto total de la reserva ocasional distribuida fue de 6.9 billones de pesos, de los cuales a la nación le correspondieron 6.1 billones. A la fecha, de la liquidación del primer trimestre del 2022, solo queda un pago pendiente de parte del Ministerio de Hacienda por 3.2 billones de pesos, que se espera ejecutar en este mes de agosto.

Por otro lado, el saldo acumulado durante el segundo trimestre del 2022, ascendió a 10.6 billones de pesos, que sería cubierto con excedentes presupuestales durante este año, o con los recursos que para tal fin se destinen en el presupuesto de la nación del 2023.

Pasemos, por favor, a la siguiente diapositiva. La ejecución del plan de inversiones durante lo corrido de 2022, ascendió a 2,229 millones de dólares, lo que constituye el mayor nivel de inversión en el primer semestre de los últimos siete años. De este valor, 1,813 millones de dólares correspondieron a inversiones orgánicas realizadas por parte del negocio de hidrocarburos y 416 millones de dólares, a inversiones realizadas por ISA. El 67 % de las inversiones orgánicas realizadas en el semestre se realizaron en Colombia, mientras el 33 % restante correspondieron a inversiones internacionales, principalmente en la cuenca Permian de los Estados Unidos. Durante el semestre, se destacan, también las inversiones realizadas en el frente de SostECnibilidad, especialmente las ejecutadas en proyectos de manejo, tratamiento y aprovechamiento de agua, principalmente en las cuencas de los Llanos Orientales, Piedemonte y Valle Superior del Magdalena. Así mismo, hemos avanzado en la maduración y ejecución de los proyectos de descarbonización y eficiencia energética, que incluyen la incorporación de energías renovables, la disminución de quemas y venteos rutinarios, y los estudios para la producción de hidrógeno en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena. Paso la palabra a Felipe, para sus comentarios de cierre.

Felipe Bayón: Jaime, gracias. Cerramos el primer semestre con grandes avances en los frentes de SostECnibilidad. En la dimensión ambiental, la descarbonización se mantiene como una de las principales prioridades del Grupo Ecopetrol. En la meta de descarbonización, el Grupo Ecopetrol contribuye a lograr ese compromiso anunciado por el país, de reducir 51% de sus emisiones al 2030, y específicamente donde las emisiones de Ecopetrol, esas directas e indirectas, alcance 1 y 2, son el 4.5 % del total de las emisiones del país. En la gestión del agua, fundamental para la protección de la biodiversidad de nuestro país, reportamos una evolución muy positiva con un 77 % de reutilización del agua requerida para operar, con lo que



seguimos avanzando hacia nuestra meta de ser agua neutrales en el año 2045. En materia de economía circular, el primer semestre del 2022 nos ha permitido ya contar con más 400 iniciativas de economía circular, de las cuales 140 están ya en ejecución, hay 74 implementadas, que incluyen, entre otras cosas, el aprovechamiento de materiales industriales, el compostaje, biocombustibles de biomasa, envases y empaques. Y es de resaltar que hemos consolidado con ISA nuevas iniciativas que incluyen sinergias entre el Grupo Ecopetrol, para el desarrollo, por ejemplo, de asfaltos modificados, fortaleciendo nuestros negocios circulares.

Vamos, por favor, ahora, a la siguiente diapositiva. En la dimensión social, el Grupo Ecopetrol logró el TRIF más bajo de su historia, esto es el número de incidentes registrables por millón de horas hombre, y esto, quiero aprovechar para felicitar a los 18,000 trabajadores directos y a los más de 80,000 colaboradores y aliados, y evidencia, entre otras, las buenas prácticas en seguridad industrial y compromiso con la vida. En el ranking merco talento 2022, ocupamos el primer lugar como la empresa con mejor capacidad para atraer y retener el talento en Colombia. Nuestras inversiones sociales buscan promover el desarrollo local para mejorar la calidad de vida de las comunidades, consolidando relaciones de confianza, dinamizando las economías locales, la educación, y el acceso a servicios públicos.

En el frente de gobernanza, donde hemos sido referentes en la implementación de buenas prácticas a nivel nacional e internacional, continuamos siendo reconocidos por entidades tales como Standard & Poor's, Dow Jones, Merco y ALAS20. Adicionalmente, quiero informarles que, durante el mes de julio, y como entidad vinculada al Ministerio de Minas y Energía, sostuvimos reuniones con el equipo de empalme del Gobierno entrante. En estas sesiones, que fueron muy positivas, muy constructivas, dentro de un ambiente de respeto y de diálogo permanente, pudimos compartir objetivos puntuales de largo plazo de la compañía, compartir planes actuales y logros, y tener la posibilidad de discutir la visión sobre la transición energética.

Finalmente, en el frente de tecnología, destacamos los avances en la adecuación de la infraestructura del Centro de Innovación y Tecnología del Caribe, en la ciudad de Cartagena, donde se ubicará el primer parque de movilidad con hidrógeno en el país, y será la sede de la primera oficina de Centro Regional de Formación Energías Renovables, plataforma de cooperación Colombo-Alemana en materia de energía renovable.

Vamos, por favor, ahora, a la siguiente diapositiva. Lo han podido evidenciar en el día de hoy y con estos resultados, el Grupo Ecopetrol continúa demostrando su fortaleza técnica, comercial, financiera y operativa. Estamos cumpliendo nuestras



metas operativas, esas que hemos anunciado al mercado, y estamos comprometidos con la captura de valor que traen las oportunidades del entorno, al tiempo que nos encontramos gestionando de manera proactiva, diferentes iniciativas para hacerle frente a los retos de una coyuntura tan volátil como la es actual a nivel global. Gracias, nuevamente, por acompañarnos en el día de hoy, y con esto, abro la sesión de preguntas y respuestas.

Operadora: Gracias. Ahora comenzaremos la sesión de preguntas y respuestas. Si tiene alguna pregunta, presione 01 en su teléfono de tonos. Si desea ser eliminado de la cola, presione 02. Si está utilizando un altavoz, es posible que deba levantar el auricular antes de presionar los números. Una vez más: Si tiene alguna pregunta, presione 01 en su teléfono de marcación por tonos.

Repetimos la información: Si tiene alguna pregunta, presione 01 en su teléfono de tonos. Si desea ser eliminado de la cola, presione 02. Si está utilizando un altavoz, es posible que deba levantar el auricular antes de presionar los números. Una vez más: Si tiene alguna pregunta, presione 01 en su teléfono de marcación por tonos.

Nuestra primera pregunta es de Andrés. Le pedimos el favor que, por favor, indique a qué compañía pertenece y, por favor, prosiga con su pregunta.

Andrés Duarte: Ah, bueno, no sé si soy yo u otro Andrés. Andrés Duarte de Corficolombiana, muchas gracias. Tengo tres preguntas y una muy corta que creo que acabaron de decir, pero se me pasó. Las preguntas, dos están relacionadas con el plan de largo plazo que va hasta 2040 y otra que tiene que ver con ingresos. Las preguntas del plan de largo plazo son, primero... Bueno, primero decir que ese plan, pues, digamos, los supuestos de precios son bastante conservadores. En ese plan, en 2030 la producción esperada está entre 800 y 850 barriles equivalentes, y más o menos un 30 % o la tercera parte es no convencional y *offshore*.

Entonces, quería saber si las restricciones en Colombia se mantienen respecto a la no producción de Shell y *offshore*, teniendo en cuenta que tienen, de hecho, algo de producción Shell en Estados Unidos, ¿qué tanto cambia esa proyección de mediano o largo plazo en la producción o qué están pensando en ese punto?

La segunda pregunta tiene que ver con las proyecciones que hacen respecto al negocio del hidrógeno. Ustedes están planteando reemplazar lo que producen y consumen de hidrógeno en la refinación de acá a 2030 y después comenzar a exportarlo. Entonces, quería saber. En caso de que eso se dé, y que sí sea rentable, etcétera, ¿cuál es la expansión en la capacidad instalada de generación eléctrica que esperarían ustedes se asocie a esa producción de hidrógeno? Porque lo que ustedes tienen en este momento es, que la mitad de lo que consumen, va a ser



autogenerado por no convencionales, pero esto, para mí, ya es otro requerimiento de energía. Esas son las dos preguntas de la estrategia de largo plazo.

La pregunta relacionada con los ingresos es que, según entendí, en los ingresos del primer trimestre, se había dado un efecto de unos buques en tránsito que no contabilizaban para las ventas del trimestre. Quiero saber si eso afectó las ventas de este segundo trimestre y si se trata de un efecto material o no. Y la pregunta adicional que, insisto, de pronto ya dijeron, y les pido disculpas, es de los 14,1 billones de saldo al primer trimestre del FEPC, ¿qué porcentajes les han pagado ya? Y no lo dije al comienzo, felicitaciones por los resultados a todos, y ojalá la mayoría del equipo actual permanezca en la compañía. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Quiubo, Andrés, buenos días y un gusto. Gracias por participar en la llamada de hoy. Voy a arrancar con la primera, desde el punto de vista de producción y la visión que tenemos al 2030, después le voy a pedir a Yeimy que nos ayude con el tema de hidrógeno, Javi que nos ayude con el tema de los buques en tránsito, y entiendo que la última tiene que ver con el FEPC, entonces, Jaime nos puede ayudar con esa. Y, obviamente, si hay alguien más que quiera participar del equipo acá de Ecopetrol, pues, con mucho gusto.

Andrés, lo primero es pensar que efectivamente en la estrategia de 2040 que presentamos en febrero, hacia el final de la década estamos viendo un nivel de producción entre 800 y 850,000 barriles. ¿Qué ha sucedido? Que hemos avanzado en términos exploratorios, tenemos hoy más información que la que teníamos cuando desplegamos la estrategia, estamos viendo el nivel de producción hoy, en julio, 714,000 barriles por encima de los 705,000 barriles del trimestre. Tenemos mucha más información y pues también les hemos entregado a ustedes el *deal* o el negocio que hicimos con OXY para ampliar nuestra presencia en el Permian. Entonces, todo esto para decir que hay elementos adicionales que van a ser tenidos en cuenta cuando volvamos a mirar el plan específico de tres años, 2023, 24 y 25, adicionalmente al precio. Efectivamente, pues tendremos que tomar una visión sobre el precio y ajustar en ese sentido, digamos, lo que estamos pensando sería el perfil de producción. Y yo creo que diría lo siguiente. En ese perfil de producción al 2040 hay participación o aporte de los no convencionales en Estados Unidos y estamos supercomplacidos con el resultado que hemos tenido hasta hoy, desde el punto de vista reservas, producción, desde el punto de vista de emisiones, manejo de agua, y desde el punto de vista financiero. Desde que empezamos esa operación en noviembre del 19, aprovecho, Andrés, y les cuento, eso ha generado más de 520 millones de dólares de EBITDA. Entonces, ¿qué tenemos que mirar? La participación del Shell por fuera, la exploración en Colombia y por fuera, también, y los no convencionales en Colombia.



Y aprovecho, Andrés, para decirles que, si bien no era parte de la pregunta, me parece relevante el contexto. Estuvimos durante las últimas semanas trabajando con el equipo de empalme del Gobierno entrante. Personalmente, yo estuve en unas 27 horas de conversación donde hablamos sobre estrategias, sobre todos los segmentos, hablamos sobre exploración, producción, transporte, refinación y demás. Y el tema de exploración lo tratamos en ese momento y ha venido siendo discutido de manera superrespetuosa y de manera muy constructiva en sesiones posteriores. Y yo creo que hay, digamos, un interés genuino del Gobierno entrante para entender ese potencial de la exploración. Hoy en día recordemos que Ecopetrol tiene unas 260 o 265 oportunidades de exploración ya identificadas. Y en términos de los no convencionales, decirles que reconocemos que es un tema, pues, muy sensible para el Gobierno entrante. Hemos trabajado con ellos, seguimos conversando, nos han pedido que tengamos conversaciones adicionales. Y recordar que Ecopetrol siempre ha sido, lo es hoy en día y seguirá siendo muy respetuoso del marco regulatorio y normativo existente.

Entonces, yo creo que habrá que tener todos estos elementos en cuenta y volver a mirar, en particular, el plan de los próximos tres años, para poder mirar cómo se ven las cosas hacia adelante, pero, sobre todo, decirles que estamos muy complacidos con el performance hoy, el desempeño hoy de producción, ahí mi reconocimiento a toda la gente de producción, aprovecho y se los hago públicamente.

En términos de hidrógeno, Yeimy, si nos puedes contar, entonces, cómo estamos viendo, desde el punto de vista de energía, y después, entonces, tomamos las otras preguntas. Yeimy, adelante.

Yeimy Báez: Claro que sí. Gracias, Felipe. Buenos días, Andrés, muchas gracias por tu pregunta. Lo primero que quisiera contarte es que, en línea con la hoja de ruta de Colombia, lo cual también está reflejado en el plan estratégico de hidrógeno del Grupo Ecopetrol, nosotros estamos evaluando proyectos no solamente de hidrógeno verde sino también de hidrógeno azul, incluso, estamos llevando a cabo estudios para hidrógeno blanco. Esto es relevante porque no todo el crecimiento de hidrógeno estará asociado a un crecimiento en energía renovable, sino que, también, las posibilidades alrededor de captura y almacenamiento de carbono, para que, a su vez, podamos aprovechar todo el potencial gasífero que tiene el país, pues, nos ayuden en esta hoja de ruta. Ya empiezas a ver, Andrés, que las sinergias entre estas oportunidades de negocios que maneja la nueva Vicepresidencia de Soluciones de Bajas Emisiones, se van a materializar en este portafolio de proyecto.

Ahora, bien. Les contaba en la llamada que hemos avanzado en dos proyectos ya a escala industrial en las dos refinerías, estos son proyectos que están en la escala de los megavatios, y lo que nosotros vamos a hacer es cubrir un requerimiento que tienen las refinerías adicional de hidrógeno. Por supuesto, vamos a transitar el



camino para incorporar más hidrógeno de bajas emisiones en las refinerías, y eso es una apuesta ya a mediano plazo.

En materia de exportación, lo crucial va a ser alcanzar la competitividad de nuestros productos derivados de hidrógeno versus lo que va a ser el costo nivelado de hidrógeno de otros países, que también están en búsqueda del mismo mercado. Para lograrlo, es clave tener dos cosas: La primera, factores de planta altos para reducir justamente la escala de los renovables, y en eso Colombia tiene una ventaja competitiva, no solamente en materia eólica sino también hídrica, que tendremos que aprovechar. Y la segunda, por supuesto está en la escala. Cuando nosotros podamos hacer mayor escala, vamos a ser más competitivos y, sin duda, los proyectos de exportación de hidrógeno de la siguiente década estarán en la escala de los gigavatios de renovables. Gracias, Andrés.

Felipe Bayón: Javier, adelante. Y si necesitamos cualquier cosa adicional, sé que Pedro también nos puede ayudar. Pero, Javi, adelante.

Javier: Gracias, Felipe. Andrés, buenos días. Respecto a la inquietud de los cargamentos en tránsito, durante el primer trimestre quedaron cerca de 2,000,000 de barriles, efectivamente se realizaron en el segundo trimestre, pero en el segundo trimestre también están quedando cargamentos en tránsito, esto es normal dentro de la operación y es esperable que durante los siguientes trimestres también se queden cargamentos en tránsito dado la modalidad de negociación DAP, de entrega en puerto de destino. El efecto termina siendo marginal, dado que se realizan unos de primer trimestre y quedan pendientes por realización unos del segundo trimestre.

Felipe Bayón: Javier, gracias. Y del FEPC, los 14 billones, Jaime, si, entonces, nos aclaras cuánto está pendiente.

Jaime Caballero: Hola, Andrés, ¿cómo estás? La transacción que se hizo o el acuerdo que se hizo con el Ministerio de Hacienda se ha venido ejecutando. Conforme al plan, se han realizado pagos ya, o cruzado esos 14 billones alrededor de 11 billones, y nos queda un saldo de unos 3 billones de pesos, que se proyecta cancelar en el transcurso de este mes de agosto. Gracias.

Operadora: Muchas gracias. Repetimos las instrucciones para su participación. Si tiene alguna pregunta, presione 01 en su teléfono de tonos. Si desea ser eliminado de la cola, presione 02. Si está utilizando un altavoz, es posible que deba levantar el auricular antes de presionar los números. Una vez más: Si tiene alguna pregunta, presione 01 en su teléfono de marcación por tonos. La segunda pregunta es de Katerin Ortiz de corredores Davivienda. Katerin, por favor, adelante.



Katerin Ortiz: Buenos días a todos. Muchísimas gracias por el espacio, como siempre, muy productivo. Tengo, principalmente, una pregunta, y está relacionada con la estrategia de financiación de Ecopetrol y de reperfilamiento de la deuda. El próximo año hay unos vencimientos de deuda importantes, tanto en términos de bonos internacionales como créditos bancarios por el crédito que se realizó para la adquisición de ISA. Entendía que una de las estrategias de Ecopetrol para hacer frente a estos vencimientos era la emisión de acciones en su momento. Quisiera saber cómo ha avanzado este tema, teniendo en cuenta que, si bien los resultados han sido muy buenos, pues también el FEPC y el saldo que se está acumulando, que es bastante grande, todavía es incierto, de cara al nuevo Gobierno, cómo se va a manejar. Entonces, me gustaría que me contaran un poco sobre este tema, qué estrategia están planteando, cómo ven los costos de financiación y qué tanto se podrían incrementar para Ecopetrol el próximo año. Muchas gracias.

Jaime Caballero: Hola, Katerin, gracias por la pregunta. Y pues yo creo que la voy a abordar desde dos frentes. Por un lado, ustedes me han escuchado hablar antes de que tenemos una caja de herramientas que nos da bastante opcionalidad en el tema de financiación. Tú hiciste alusión a la emisión de acciones, la emisión de acciones es una opción dentro de esa caja de herramientas, y, como hemos hablado antes, es algo que podemos ejecutar conforme a condiciones de mercado, y tenemos un plazo bastante largo para hacerlo. Tuvimos una autorización de cinco años, de los cuales nos quedan cuatro por delante, así que, yo arrancaré casi que por decir que, en términos de opcionalidad, esa es una de la cual no dependemos, sigue abierta, pero es algo que yo diría que en este momento no hace parte del caso base. ¿Y por qué no hace parte del caso base? No hace parte del caso base porque, pues, las condiciones de mercado probablemente no son las más idóneas para eso y porque también creemos que en el contexto de los cambios de Gobierno que hay y demás, tenemos, también, que calibrar qué interés hay y qué apoyo hay para hacer una actividad de esa naturaleza. Entonces, habiendo dicho eso, la caja de herramientas está firme y está en pie. Tenemos, yo diría que hay tres o cuatro caminos, o cinco caminos, inclusive, que podemos abordar y que tenemos bastante maduros, que van desde posicionar papeles a nivel internacional, bonos como hemos hecho antes en el pasado, también estamos viendo que hay un apetito a nivel local bastante significativo, Ecopetrol lleva bastante tiempo sin acudir al mercado local con papeles de deuda. También podemos recurrir a créditos convencionales. En fin. Entonces, hay bastantes avenidas.

Lo que yo les puedo decir en este momento, y pues obviamente que algunos de estos temas son sensibles comercialmente hablando, lo que yo les puedo decir en este momento es que todos los temas están bastante maduros, y lo que estamos considerando es, cuáles son los momentos ideales de mercado para hacerlo. Aquí hay que tener en cuenta que esa refinanciación también hay que ponerla en un



contexto de que los vencimientos realmente están agrupados hacia el tercer trimestre y cuarto trimestre del próximo año, así que hay tiempo. Si estamos hablando de 12 meses para hacer eso, estamos listos, pero también tenemos que, como dicen en Colombia, sin prisa, pero sin pausa, ¿sí? Vamos a calibrar esto con cuidado, vamos a calibrar esto con prudencia, de forma que se obtenga el mejor valor para nuestros accionistas. Gracias.

Katerin Ortiz: Gracias, Jaime. Una pregunta adicional, y es relacionada con Invercolsa. ¿Cómo avanza el tema de esa inversión? Y si podría pausarse de cara, pues, al que el presidente electo ha mencionado que no está de acuerdo con que Ecopetrol desinvierta este activo, entonces, no sé si nos puedan comentar algo al respecto. Y, también, si han tenido conversaciones con el Gobierno entrante, de cara a que Ecopetrol pueda de pronto aprovechar la reactivación de las relaciones con Venezuela, si tienen como alguna... al respecto. Gracias.

Felipe Bayón: Katerin, Felipe. En términos de Invercolsa, pues, primero recordar que es una operación que nosotros anunciamos al mercado ya hace varios meses, y el Gobierno actual tomó la decisión de dejarle la potestad sobre, particularmente, el entrar en un proceso de 226 al Gobierno entrante. Nosotros ya habíamos tenido oportunidad de discutir preliminarmente esto con el equipo de empalme y seguiremos conversando. Yo creo que es importante entender, primero, pues, que Invercolsa juega un papel muy relevante dentro del grupo desde el punto de vista de seguir masificando la utilización de gas y gas social y demás, y es una compañía que está funcionando muy bien, y tendremos, pues las conversaciones en su momento. Y en términos de conversaciones sobre Venezuela, no hemos tenido conversaciones sobre Venezuela con el Gobierno entrante, esperamos si estas se dan en su momento. Muchas gracias.

Katerin Ortiz: Gracias, Felipe, muchas gracias a todos.

Operadora: Muchas gracias. La tercera pregunta es del señor Andrés Cardona de Citibank. Andrés, por favor, adelante.

Andrés Cardona: Buenos días a todos y muchas gracias por el espacio. Felicidades por los muy buenos resultados durante el trimestre. Durante la llamada mencionaron, digamos, que habían tenido la oportunidad de hablar con el Gobierno entrante, y tuvimos la oportunidad de hablar con Jaime hace unas semanas. Me gustaría ver si hay alguna actualización sobre la visión del Gobierno entrante, en particular, sobre cómo se van a amortizar los fondos que se creen de aquí en adelante en el fondo de estabilización. De parte del Gobierno de Duque había un compromiso muy marcado, de marcar un periodo de 6, 12 meses, si han tenido la oportunidad de entender, con la nueva administración cómo va a funcionar.



La segunda pregunta es: han tenido resultados muy interesantes desde hace algún tiempo ya en el offshore colombiano, el último fue Uchuva. Me gustaría entender qué tan cerca está la compañía de empezar a monetizar estos recursos y si para aprovechar el potencial tan masivo que tiene esta zona, se necesita desarrollar una planta de LNG o cómo consideran que sería la forma más óptima de aprovechar este potencial.

Y la tercera pregunta, y última, es: si pudieran comentar cómo ha sido el desempeño de los márgenes de refinación en lo corrido del tercer trimestre y las expectativas que tienen hacia el cuarto trimestre del año, también, cómo esperan que evolucione. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Quiubo, Andrés, buenos días, y gracias por las felicitaciones, la haremos extensiva a los 18,000 trabajadores directos del Grupo Ecopetrol.

En términos de lo primero, y, obviamente, si necesitamos más detalle, aquí está el equipo, que nos podrán ayudar con información adicional, pero en el contexto de las conversaciones, primero, con el equipo de empalme, y les mencionaba, pues, personalmente, yo estuve 27 horas con ellos en varias reuniones, y uno de los temas más relevantes fue el FEPC, y lo discutimos en muchísimo, muchísimo detalle. Y hay, digamos, un entendimiento sobre la necesidad de ambas partes, de Ecopetrol, del equipo entrante, inclusive, con el ministro Campo y con el viceministro técnico también, con quienes ya hemos estado reunidos, para que trabajemos de manera conjunta en revisar la opcionalidad. Hay un menú grande, importante, de cosas que se pueden hacer alrededor del FEPC para manejar el tema de manera estructural, entonces, está el compromiso, lo estamos mirando en muchísimo detalle, y, como les digo, pues ya ha habido muchas conversaciones, no voy a entrar en más detalle, esto se está llevando a cabo en estos días y seguiremos trabajando, pero hay un entendimiento sobre la necesidad conjunta de que miremos el tema del FEPC de manera estructural, y yo creo que eso son excelentes noticias.

En términos de la segunda pregunta y los recursos *offshore*, primero quiero aprovechar para felicitar a los equipos técnicos, el equipo de exploración. Recordarles, Andrés, que Uchuva es un descubrimiento en asocio con Petrobras, y admiración y respeto por Petrobras, expertos en desarrollos de aguas profundas a nivel mundial. Este es un contrato, el contrato Tayrona que se firmó en el año 2004, 18 años más tarde tenemos este éxito, el de Uchuva. ¿Qué tenemos que hacer ahora? Y esto, pues es trabajo que se está haciendo, terminar de entender toda la información técnica que nos ha dado el pozo, yo les diría: yo, personalmente, estoy muy contento, estoy muy complacido, tenemos que hacer trabajo todavía en ese sentido. Eventualmente, vamos a perforar un pozo de limitación para entender el



tamaño, perforar pozos adicionales en estructuras cercanas, es que acordémonos que Uchuva nos permite pensar en una nueva provincia gasífera, una nueva provincia gasífera que se sumaría a lo que ya tenemos en Chuchupa Ballena. Recordemos que también tenemos el descubrimiento de Orca más al norte en La Guajira y que tenemos los descubrimientos que anunciamos hace algunos años en el sur del Caribe colombiano. Y dentro de este trabajo, es entender lo que define la industria como el *time to market*, qué tan rápido podemos llegar con esas moléculas de gas al mercado. Recordemos que, en particular, en el caso de Uchuva, pues hay infraestructura muy cerca, tenemos distancias de 80, 90 kilómetros por infraestructura existente, con la misma estación compresora en Ballenas, entonces, todo eso lo están mirando los equipos, y dependiendo nuevamente de los estimados que hagamos sobre dimensión del descubrimiento, pues habrá que considerar las opciones que se tienen, y no me voy a referir específicamente a si LNG es una de ellas o no. Habrá varias cosas sobre la mesa. Fundamental, el tiempo al mercado, el *time to market*. Si no hay adiciones a FEPC o algo, Jaime, si quieres adicionar algo, y si no, pasamos al tema de márgenes de refinación. Jaime, adelante, y después pasamos a la tercera pregunta.

Jaime Caballero: Gracias, Felipe. Y quizás en el tema del FEPC, lo que podría agregar es dos cosas: estas conversaciones se están dando en un contexto del marco fiscal de mediano plazo, eso es algo importante, ya existe un marco fiscal que reconoce la obligación del FEPC, que tiene la nación ante Ecopetrol, y, de hecho, es muy explícita alrededor de las proyecciones de cómo ese saldo se puede acumular en el tiempo. Entonces, esto ha sido algo muy positivo en el sentido de que hay un reconocimiento amplio a lo largo tanto del Gobierno actual como del entrante y, también, del Congreso en cuanto a la sensibilidad de este tema, y utilizo este término porque es un término que Felipe utilizó en el contexto de no convencionales, y diríamos que este es el segundo tema que es muy sensible para el Gobierno entrante, y esa sensibilidad es buena porque, pues, le da mucha visibilidad al asunto y le da mucha prioridad al asunto.

Lo segundo que diría es que en el proyecto de presupuesto ya hay una asignación específica para el pago de saldos de FEPC, que está en el orden de 19 billones de pesos el próximo año. Ese es el presupuesto más alto que se ha asignado a este fondo en su historia y es un presupuesto que cubre buena parte de la proyección que se tiene de acumulación de saldo para el próximo año. Hay una brecha, pero no es una brecha significativa y ya estamos en conversaciones con el Ministerio de Hacienda en su parte técnica, como de los representantes del Gobierno entrante alrededor de cómo se puede saldar esa brecha.

Felipe mencionó la palabra opcionalidad, aquí hay distintas avenidas que pueden ir desde asignar eventuales excedentes del presupuesto actual, partiendo de la base



de que es posible que haya una subejecución presupuestal del Gobierno Nacional este año, también puede haber una opción alrededor de los mayores recaudos tributarios que se están dando en el país, que no están anticipados y se pueden asignar para fines de saldo de fondo como nuevas ideas y nuevas iniciativas alrededor de cómo se puede abordar el tema, y para que el tema sea sostenible a largo plazo.

En términos generales, el marco fiscal prevé una agenda de ajustes importante a lo largo de los próximos 18 meses, y es claro que esa senda de ajustes importante tiene también unas implicaciones a nivel de Gobierno, y el Gobierno está buscando opciones alternativas a eso, o sea, otras alternativas que no impliquen adoptar una senda de ajustes que sea tan agresiva. Y, en ese sentido, estamos trabajando con el nuevo Gobierno para evaluar esas opciones y su conveniencia. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Jaime, gracias. Y Walter, si nos quieres ayudar con márgenes de refinación del tercer trimestre y expectativas hacia adelante. Walter, adelante.

>>Gracias, Felipe. Gracias, Andrés, por su pregunta. Como usted vio el reporte, digamos, los márgenes de refinación en el segundo trimestre que finalizamos fueron muy fuertes, del orden de 21 dólares por barril, niveles récord, los márgenes de refinación se vinieron fortaleciendo ya desde el 4Q del año pasado al 1Q de este año, alcanzando niveles récord en este segundo trimestre que estamos reportando en el día, a la fecha. Cuando vemos hacia futuro, el tercer trimestre se ve como una tendencia a la baja en esos márgenes, o sea, a niveles menores que lo que vimos en el segundo trimestre. Igualmente, se ven márgenes de refinación fuertes, tanto, yo diría que en el tercer trimestre como en el cuarto trimestre, pero con una tendencia hacia la baja. E igualmente, lo que estamos previendo, cerrar el año con margen de refinación del orden de los 15 a los 20 dólares por barril, quizás del lado alto de ese rango de 15 a 20 como cierre de año, o sea, margen de refinación para el año en general muy fuertes respecto, por ejemplo, del año pasado, del 2021. Así que, Andrés, espero que con esto te haya ayudado a responder la pregunta. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Walter, muchas gracias. Gracias.

Operadora: Muchas gracias. Proseguimos con la cuarta pregunta. Del señor Ricardo Sandoval, de Valores Bancolombia. Ricardo, por favor, adelante.

Ricardo Sandoval: Buenos días. Muchas gracias por la oportunidad de preguntar y felicitaciones por los resultados. Quisiera hacer tres preguntas, la primera es muy corta, y en la idea con lo que ya mencionó Jaime, yo quisiera saber un poco más, aparte de las opciones que se mencionaron, de pronto con qué estarían de acuerdo



y con qué no estaría de acuerdo el equipo de Ecopetrol sobre las decisiones que se puedan tomar en el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustible. Y algunos ejemplos, ¿estarían de acuerdo con un cambio, de pronto, en los tiempos de pagos de los saldos del fondo, o con qué no estarían de acuerdo? Esa es la primera pregunta.

La segunda tiene que ver un poco con el tema del CAPEX, yo quisiera saber si el Gobierno entrante logra quitarle la restricción a Ecopetrol para que genere energía eléctrica como comercializador, si puede llegar a existir alguna distribución diferente del CAPEX, ustedes cómo ven ese tema de cambiar esa distribución del CAPEX a nivel interno.

Y la tercera pregunta es si me pueden, por favor, recordar o mencionar si en este momento existe una revisión tarifaria de cómo se remunera Cenit y cómo va esto. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Quiubo, Ricardo. Voy a arrancar con la primera, con el tema del FPEC, y Jaime nos dio un montón de color sobre opciones que se están mirando: inclusión, por ejemplo, de 19 billones en el proyecto de presupuesto general de la nación para el próximo año. Y en ese sentido, las conversaciones han sido frecuentes, han sido superconstructivas y yo creo que hay ese entendimiento de tratar el FEPC como algo bien relevante. Y no voy a entrar a especular sobre una u otra medida, yo creo que hay que mirarlas en su conjunto. Pero bueno, estamos avanzando de muy buena forma en las conversaciones.

En términos del CAPEX, y si no tuviéramos una restricción desde el punto de vista de generación, recordar que la restricción es principalmente en Colombia, y recordar que, en ese sentido, a través de ISA, pues estamos en Chile, en Perú, en Brasil, y hay siempre opcionalidad para mirar en dónde quisiéramos estar, sobre todo si uno mira el tema de generación con energías renovables. Y nuevamente, si en Colombia se tuviera la oportunidad, habría que analizarlo dentro de los ciclos normales de planeación de la compañía. Y estamos convencidos que el país tiene gran potencial en términos solares, eólicos, pues nosotros ya estamos mirando, no solo esos dos, sino geotermia, PCH, en general, estamos mirando varias cosas, si bien hoy, para autogeneración, pues habría oportunidad de seguir mirando otras opciones. Yo creo que también, Ricardo, es fundamental no perder la disciplina desde el punto de vista de cómo hacemos el *capital allocation* o el despliegue del capital, del CAPEX, particularmente, y seguiremos con esa disciplina.

Y en términos de Cenit, no sé si Héctor va a coger ahorita la pregunta. Pero contexto, efectivamente, hay unas propuestas sobre revisiones tarifarias que están



siendo analizadas por los equipos. Y le voy a pedir al ingeniero Héctor Manosalva que nos dé un poquito más de detalle. Héctor, adelante.

Héctor Manosalva: Gracias, Felipe, Ricardo, muchas gracias. Muy buenos días. Y, en efecto, hay expedido un borrador de resolución por parte de la CREG, en donde se define una propuesta de estructuración tarifaria para los sistemas de poliducto en Colombia. Esa resolución está para comentarios y, en efecto, hemos venido desarrollando los comentarios, y estamos en ese proceso de comentarios para publicación definitiva.

Felipe Bayón: Sí, Ricardo. Jaime nos va a ampliar un poquito el tema de FEPC. Jaime, adelante.

Jaime Caballero: Hola, Ricardo. Yo creo que algo que algo podríamos, por ejemplo, con eso de [\[ininteligible - 01:10:28\]](#) un poco es, porque yo sé que ustedes quieren respuestas alrededor del tema de FEPC, y lo que podemos hacer un poco es tener una conversión de principios. ¿Y cuáles son los principios? Yo arrancaría por decir que el mercado doméstico de combustibles, o sea, el mercado colombiano es un mercado de absoluta importancia para Ecopetrol en todo sentido, ¿sí? Es un mercado donde jugamos, es absolutamente vital para nuestras actividades y es un mercado atractivo desde cualquier punto de vista. Entonces, eso es lo primero que hay que decir. En esa medida, la forma de abordar esta conversación es desde un punto de vista donde, comercialmente, le conviene a los accionistas de Ecopetrol, a todos los accionistas de Ecopetrol, que se encuentre una solución sostenible, eso es lo primero. Lo segundo, a manera de principio, es que, lógicamente, los compromisos se tienen que honrar, eso es un principio, si se realizan unas actividades comerciales y Ecopetrol ha estado proveyendo al mercado doméstico bajo unas condiciones, pues esos compromisos se tienen que honrar, y eso es algo claro y es algo que el Gobierno Nacional también ha dado mucha claridad en ese sentido y por eso resalto lo que se dijo en el marco fiscal de mediano plazo. Entonces, eso es un segundo principio, cualquier compromiso, cualquier causación que se realice tiene que honrarse. Otro, tercer principio que yo daría, es, por supuesto, alrededor de que tiene que haber una sostenibilidad en la caja de Ecopetrol, la solución es que se busquen, en ese sentido, tienen que ser soluciones que funcionen desde una vista de caja de Ecopetrol en un contexto donde Ecopetrol ya tiene unas prioridades que cumplir, como lo son su plan de inversiones, las necesidades de inversión de capital que hay, y demás.

Entonces, la conversación, tanto con el Gobierno actual como con el entrante, ha girado un poco alrededor de qué alternativas se pueden explorar que le den sostenibilidad al fondo y que, a su vez, convivan un poco con los principios que he mencionado. En esto tenemos que tener total apertura y tenemos total apertura, sí,



porque el fondo, dadas las condiciones de mercado internacional, el fondo está acumulando unos saldos nunca antes vistos, que requiere de soluciones de fondo, y eso hay que aceptarlo. Entonces, ese es el tipo de conversación en la que estamos. Lo que yo les puedo decir es que se están buscando soluciones que funcionen tanto para la sostenibilidad fiscal del país como para Ecopetrol. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Muchísimas gracias.

Operadora: Muchas gracias. Continuamos con la quinta pregunta de Barbara [ininteligible – 01:13:36], de J. P. Morgan.

>>Hola. Gracias por la pregunta. Ya respondieron con relación al financiamiento de la deuda, entonces yo quería hacer un *follow up*. Con relación a las opciones en el mercado local, dijeron que podrían hacer algo en mercado de capitales local, pero ¿con los bancos tienen alguna línea comprometida de crédito que podrían usar también para las necesidades de 2023 con relación a estrategias de refinanciamiento? Gracias.

Jaime Caballero: Hola, Barbara, ¿cómo estás? Gracias por tu pregunta. Yo creo que el tema, y lo voy a dividir en dos partes, el primer ángulo es un poco alrededor de la opcionalidad a nivel local, y en el mercado colombiano, lo que estamos viendo es que hay suficiente profundidad para hacer una emisión de bonos eventualmente, aquí hay que ver en qué momento y cómo, pero sí vemos que hay una profundidad de mercado interesante. Y es un mercado importante, y es un mercado en el cual Ecopetrol ha estado ausente por mucho tiempo, entonces, yo creo que también es algo que le estábamos debiendo, en cierta manera, al mercado, y se están dando unas condiciones que podrían ser muy interesantes para Ecopetrol. También, en el mercado local hay capacidad de crédito, más allá de bonos, hay capacidad de crédito interesante y, en esa línea, particularmente, lo que estamos viendo es que hay una oportunidad de hacer endeudamiento sostenible o verde, que antes no había, y eso es otra oportunidad que, también diría, nos estábamos debiendo, nos estábamos debiendo hacer eso.

Entonces, estamos muy emocionados con lo que estamos viendo en el mercado local y yo creo que es algo que realmente queremos explorar pronto. Y, por último, tu pregunta alrededor de la línea comprometida, la línea comprometida existe, es una línea comprometida de 1.2 billones de dólares sobre la cual tenemos disponibilidad inmediata. Yo lo que diría conceptualmente es que esa línea comprometida la asumimos con una idea de tener opcionalidad en un contexto de circunstancias difíciles de mercado, y pues si vemos que esas circunstancias difíciles de mercado se dan, pues hace parte de las opciones que tenemos y la



podríamos utilizar, pero, por supuesto, de haber otras alternativas, pues priorizaríamos las otras alternativas. Muchas gracias, Barbara.

>>Gracias.

Operadora: Muchas gracias. Y concluimos con la pregunta de Daniel Guardiola de BTG Pactual. Daniel, por favor, adelante.

Volvemos a llamar a nuestro último participante, Daniel Guardiola de BTG Pactual. Daniel, por favor, adelante.

Daniel Guardiola: Buenos días. ¿Me oyen?

Sí. Buenos días, aquí estoy, no sé si me oyen.

Operadora: Buenos días, Daniel, por favor, adelante con tu pregunta.

Daniel Guardiola: Listo, perfecto. Yo tengo tres temas que quería preguntarles, primero es *fracking*, me gustaría saber, digamos, cuáles son las principales preocupaciones del gobierno Petro sobre *fracking* en Colombia, y si nos pueden contar un poco, digamos, si efectivamente se prohíbe el *fracking* en Colombia, ¿cuánto sería el potencial de barriles que quedarían enterrados bajo tierra? Sería como el primer tema.

Segundo tema, un tema de *governance*, me gustaría saber si el *management* actual está considerando renunciar o seguir siendo el *management* bajo la administración de Petro.

Y la tercera es sobre dividendos, especialmente considerando los sólidos resultados que ha tenido Ecopetrol en este semestre, y también que muchos pares de Ecopetrol a nivel regional están anunciando incrementos en dividendos y anunciando dividendos extraordinarios. Y me gustaría saber si Ecopetrol ha considerado anunciar otro dividendo extraordinario para el segundo semestre. Esas serían como mis tres preguntas.

Felipe Bayón: Quiubo, Daniel, buenos días. Gracias por participar en la llamada del día de hoy. En términos de los no convencionales, y como les decía hace un momento, pues hemos tenido sesiones de mucho detalle, sesiones con conversaciones superconstructivas, muy respetuosas, no solo alrededor de los no convencionales o del *fracking*, sino en términos de las oportunidades, la visión de futuro, la estrategia 2040, producción, exploración, la relevancia del gas, en fin, los temas que son centrales para Ecopetrol, y diría que hay una alineación muy



relevante sobre el papel de Ecopetrol en términos de liderar, no solo lo que se está haciendo hoy desde el punto de vista de hidrocarburos, sino esa visión de compañía diversificada de energía y ese rol en términos de la transición energética. Yo diría que, en términos de las preocupaciones del *fracking*, pues hay temas desde el punto de vista ambiental, uno podría pensar el tema del manejo de agua, cómo se maneja el agua, y sobre eso, digamos, estuvimos hablando mucho tiempo y en mucho detalle.

Daniel, recordar que tenemos ya dos años y medio de información sobre nuestra experiencia en el Permian, con datos, con temas operativos, desde el punto de vista de reutilización, de cómo se hace todo el manejo, por ejemplo, del agua, o cómo se hace el manejo de las emisiones. Alberto lo decía, las emisiones de un barril del Permian, de los que estamos produciendo en el Permian son muchísimo más bajas en términos de kilogramos de CO₂ por barril que las emisiones comparables de otros barriles. Entonces, yo creo que seguiremos conversando, lo decía yo, sé que es un tema sensible para el Gobierno entrante, eso lo reconocemos desde Ecopetrol, y también afirmar que nosotros hemos sido, somos hoy y seguiremos siendo respetuosos del marco regulatorio existente en cada momento del tiempo.

En términos del potencial, y pues se ha hablado diferentes cifras, pero hay gente que habla de 5, 7 o 10 billones, si uno lo mira, desde el punto de vista de barriles con líquidos, pero recordemos también que el *fracking* es muy importante, o puede ser una fuente muy importante para el gas. Si bien hemos avanzado mucho con los descubrimientos de Uchuva y otros en el Piedemonte, en Casanare recientemente, Daniel, hoy tenemos cinco taladros de gran capacidad perforando cerca de Cusiana y Cupiagua y hacia el norte, algo que no veíamos hace 16 años en el país. Entonces, seguiremos en esas conversaciones y seguiremos, obviamente, desde Ecopetrol prestos a entregar la información, el conocimiento y todo lo que nos ha dado también la experiencia del Permian.

En términos de *governance*, ¿el equipo directivo continuará o habrá renuncias? No hay renuncias, Daniel, no lo hemos considerado. Yo creo que hay un equipo que es técnico, que lleva mucho tiempo, aquí hay gente que ha venido de diferentes partes de la industria, de diferentes nacionalidades, habiendo dicho eso, y, en particular, en el caso del presidente, la junta directiva de la compañía tiene la potestad del nombramiento y la remoción del presidente cuando así lo considere oportuno y adecuado.

Y en términos de dividendos extraordinarios, no hemos considerado distribuciones adicionales en el segundo semestre de este año. Daniel, mil gracias.



Operadora: Muchas gracias. En este momento no tenemos más preguntas. Le cedemos la palabra nuevamente al señor Bayón para los comentarios de cierre.

Felipe Bayón: Muchísimas gracias. Miren, quiero aprovechar para, nuevamente, agradecerles a todos los que han participado en la llamada, tenemos más de 250 conexiones, si entiendo, posiblemente de las llamadas que ha generado más interés, y bueno, 262 conexiones, para ser exacto. Entonces, a ustedes agradecerles por el seguimiento que hacen de la compañía, por el interés, por las preguntas, se los he dicho en otras ocasiones, nos ayudan en una manera muy positiva a seguir revisando temas del negocio, a entender cuáles son los aspectos principales que a ustedes les interesan y les preocupen, entonces eso se los agradecemos.

Estamos hoy compartiendo con ustedes, y con el país en general, resultados históricos, desde el punto de vista financiero, pero también desde el punto de vista de seguridad industrial, desde el punto de vista de la utilización, de la refinería, desde el punto de vista de haber recuperado los niveles de producción, desde el punto de vista de transporte, desde el punto de vista de ISA. Y en ese sentido, aprovecho para mandarle un agradecimiento profundo a todos y cada uno de los empleados del Grupo EcoPetrol, gracias a ustedes y todo lo que hacen todos los días es que podemos entregar resultados como estos. Nuevamente, muchas gracias, espero verlos u oírlos en una llamada próximamente y espero que tengan un muy buen día.

Operadora: Gracias. Damas y caballeros, con esto concluye nuestra conferencia. Gracias por participar. Pueden desconectarse.

