

## LLAMADA DE RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS GRUPO ECOPETROL 1T 2021

**Operadora:** Buenos días. Mi nombre es Silvia, 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 primer trimestre 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 considera riesgos o incertidumbres que pudiesen materializarse en esta consecuencia. Ecopetrol no asume ninguna responsabilidad en el evento que los resultados futuros sean distintos a las proyecciones mencionadas durante esta llamada.

Esta llamada estará liderada por el señor Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol. Adicionalmente, participan Alberto Consuegra, vicepresidente ejecutivo operativo, y Jaime Caballero, vicepresidente corporativo de finanzas. Gracias por su atención.

Señor Bayón, puede comenzar.

**Felipe Bayón:** Buenos días y bienvenidos a la conferencia de resultados del primer trimestre del año 2021.

Me complace compartir con ustedes unos resultados sobresalientes para el grupo Ecopetrol, que muestran la fortaleza de nuestro negocio integrado y su capacidad para generar valor a lo largo de los ciclos del mercado.

Hoy, un año después de haber visto los impactos iniciales de la pandemia, continuamos operando bajo condiciones retadoras y estrictos protocolos de bioseguridad, manteniendo el bienestar de nuestros colaboradores y la continuidad de la operación como máxima prioridad.

Este año celebraremos los primeros 70 años de nuestra fundación, y los resultados de este primer trimestre nos brindan un sólido comienzo.

El Grupo Ecopetrol generó las mejores cifras financieras para un primer trimestre desde el año 2016 con un ingreso consolidado de 17.2 billones de pesos, un EBITDA de 8.2 billones de pesos, un margen EBITDA de 48 % y una utilidad neta de 3.1 billones de pesos. Tan solo el EBITDA registrado en el trimestre representa la mitad del EBITDA de todo el año 2020, y la utilidad neta fue 1.8 veces la lograda en los 12 meses del año anterior. Estos resultados financieros se lograron inclusive en medio de una coyuntura operativa que continuará afectando los niveles de producción. Alberto Consuegra, vicepresidente ejecutivo operativo, nos dará más detalles al respecto más adelante.

Como hitos relevantes del primer trimestre, quiero destacar los siguientes:

- El fortalecimiento del precio de realización de la canasta de exportación de crudo en un 43 % frente al primer trimestre del año 2020, reflejando nuestra exitosa estrategia comercial.
- El avance en nuestra estrategia de gas, cuya producción aumentó 12 % frente al primer trimestre del año 2020.
- El positivo desempeño de nuestras refinerías con un margen integrado por barril que alcanzó los dos dígitos
- El anuncio de nuestra meta de cero emisiones netas de CO2 al año 2050, cuyos detalles comentaré más adelante.

En otros aspectos, destacamos la realización de nuestra asamblea general de accionistas bajo la modalidad ciento por ciento virtual, donde se aprobó un dividendo de 17 pesos por acción, equivalente a 0.7 billones de pesos, ratificando nuestra capacidad de generar utilidades aun en condiciones retadoras.

Comenzamos a trabajar en el proceso de debida diligencia para la adquisición de ISA, y creamos un comité especial de la junta directiva para evaluar la valoración y el precio de la potencial transacción.

En el Grupo Ecopetrol continuamos aprendiendo de la crisis y a superarla de forma ágil, segura y eficaz. Si bien aún existen riesgos que permanentemente monitoreamos, los resultados que les presentamos en el día de hoy son prueba que avanzamos por buen camino.

Pasemos por favor a la siguiente lámina.

El Grupo Ecopetrol está comprometido con la mitigación del cambio climático, por ello, avanzando en la transición energética y en la agenda de 'SosTECnibilidad', nos convertimos en la primera compañía del sector de petróleo y gas en América Latina en comprometerse a lograr cero emisiones netas de carbono al año 2050 para los alcances 1 y 2, ratificando así nuestro compromiso con los residuos de desarrollo sostenible y con el Acuerdo de París.

De acuerdo con el plan de descarbonización, al 2030, el Grupo Ecopetrol busca reducir en 25 % sus emisiones equivalentes de CO2 en los alcances 1 y 2 frente a la línea base establecida en el año 2019.

Esta reducción representaría entre 5 y 6 millones de toneladas menos de CO2 al 2030, lo que equivale a restaurar cerca de 13 veces el área urbana de una ciudad como Bogotá.

Adicionalmente, con respecto a las emisiones totales, es decir, los alcances 1, 2 y 3, Ecopetrol busca reducirlas en 50 % al año 2050 frente a la misma línea base del año 2019.

Para definir las acciones que soportan las nuevas metas, se consideraron tecnologías maduras que están ya disponibles en el mercado, así como tecnologías emergentes.

En el corto y mediano plazo, esto es al 2025 y al 2030 respectivamente, nos enfocaremos en la maduración de los proyectos de energía solar, eólica y geotermia así como en proyectos de eficiencia energética, reducción de quemas rutinarias en teas y emisiones de metano, principalmente. Este plan se complementará a través de un portafolio de soluciones naturales del clima bajo los más altos estándares.

Al 2050 se prevé el desarrollo de iniciativas que podrían incluir hidrógeno, captura, uso y secuestro de carbono, y almacenamiento de energía a través de baterías, asegurando la competitividad y efectividad de dichas alternativas.

Es importante enfatizar que el plan de negocios 2021-2023 contempla una inversión de más de 600 millones de dólares para la agenda de descarbonización, principalmente hacia proyectos de energías renovables así como iniciativas de eficiencia energética y calidad de combustibles, entre otros.

Las iniciativas y tecnologías de mediano y largo plazo contempladas en la hoja de ruta serán evaluadas e implementadas bajo el marco de la estricta disciplina de capital, pilar fundamental de nuestra estrategia.

Pasemos, por favor, a la siguiente lámina.

La agenda de descarbonización mencionado hace parte de los cuatro ejes que Ecopetrol ha definido para hacer frente a la transición energética. Durante el primer trimestre del año 2021 avanzamos en cada uno de ellos.

En el eje de la competitividad, en el negocio de petróleo y gas, que se mantiene, y como nuestro principal negocio y foco: continuamos realizando esfuerzos y desplegando estrategias para alcanzar una operación más eficiente, lo cual resultó en una incorporación de eficiencias por cerca de 264,000 millones de pesos derivados de acciones enfocadas en el fortalecimiento del margen EBITDA y en eficiencias de CAPEX.

Adicionalmente, capturamos beneficios por 12 millones de dólares en la agenda digital gracias al avance en proyectos como gestión digital de inversiones, talento humano, margen bruto de refinación y campos integrados.

En el eje de la diversificación, continuamos trabajando en el proceso de debida diligencia, en la posible adquisición de una posición controlante en ISA, una compañía que contribuiría al Grupo Ecopetrol con ingresos estables y predecibles, con alternativas sólidas de crecimiento rentable y un posicionamiento único dentro del segmento de transmisión de energía en Colombia y en otros países de América Latina.

Así mismo, se creó la célula de trabajo de hidrógeno con personal dedicado a adelantar esta iniciativa y se dio inicio a los estudios para determinar el potencial de producción de hidrógeno verde.

Avanzamos en la construcción de la granja solar San Fernando, en el departamento del Meta, la cual se espera entre en operación en el segundo semestre del año 2021. Así mismo, quiero destacar una reducción del 52 % de las quemaduras rutinarias de gas en las teas de la operación entre los años 2017 y 2020.

En el eje de la 'Sostenibilidad', alineado con nuestros altos estándares de gobierno corporativo, destacamos la llegada de Cecilia María Vélez White como miembro de la junta directiva de Ecopetrol, y la creación del comité especial para la valoración de ISA.

Por otra parte, de acuerdo con nuestro compromiso de divulgar de forma completa y transparente la información relacionada con la sostenibilidad y el clima, iniciamos la

incorporación de los siguientes reportes:

- Los estándares del concejo de normas de contabilidad sobre sostenibilidad, o SASB, por sus singlas en inglés, en nuestro reporte integrado de gestión sostenible que presentamos hace poco.
- Las métricas de capitalismo para grupos de interés del foro económico mundial, o SCN, por sus siglas en inglés, que se incluye en el reporte integrado de gestión sostenible.
- Y, por último, las recomendaciones del grupo de trabajo sobre revelaciones financieras relacionadas con el clima, TCFD, por siglas en inglés, están incluidas en nuestro reporte 20F.

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

**Alberto Consuegra:** Gracias, Felipe.

En línea con tus comentarios, la mayoría de los resultados operativos del trimestre muestran una continuidad de la senda de recuperación de las actividades hacia niveles prepandemia.

En exploración, en 2021, la campaña inició con la declaración de éxito de Flamencos 2, y El Niño 1, dos de los pozos perforados durante el 2020.

Durante el trimestre finalizamos la perforación de cinco pozos:

- Los pozos Liria YW-12 y el pozo Boranda Sur-2 se encuentran en evaluación.
- El pozo de estudio EST-SN8 aportó al conocimiento de la geología del bloque.
- El pozo Boranda Sur-1 fue taponado y abandonado debido a que no alcanzó el objetivo geológico por problemas técnicos, y
- El pozo Moyote-1, en el Golfo de México, fue declarado seco.

En Brasil continuamos avanzando en los estudios de comercialidad y en la definición del plan de desarrollo del descubrimiento Gato do Mato en el Presal brasileño.

Finalmente, la producción proveniente de la actividad exploratoria alcanzó un volumen promedio de 5,309 barriles de petróleo equivalente por día, representando un incremento del 39% frente al volumen registrado en el mismo periodo del año anterior.

Pasemos por favor a la siguiente lámina.

Durante los primeros tres meses del año, la producción del grupo empresarial fue de 675,700 barriles de petróleo equivalente por día. Respecto al mismo periodo del año anterior, la producción disminuyó 8.1%, y frente al cuarto trimestre del 2020 un 2.7%.

En el primer trimestre se destacan los buenos resultados en los activos de gas del piedemonte y en los activos del Magdalena Medio, sin embargo, durante este periodo se presentaron afectaciones a la producción debido a:

- Restricciones operativas en el campo castilla,
- Al incremento del BSW (Basic Sediment and Water) en campos de crudo pesado como consecuencia de la desaceleración de actividad durante el 2020
- Las desinversiones en Perú, y

- Temas operacionales y de orden público.

Dadas estas afectaciones, estimamos un rango de producción para el año entre 690 a 700 mil barriles de petróleo equivalente por día y mantenemos un plan que busca retomar la senda de crecimiento hacia la meta de producción anunciada para el 2021.

Pese a tener una menor producción, el EBITDA del primer trimestre del segmento del upstream fue de 5 billones de pesos, lo cual es el 80% del EBITDA total generado en el 2020, y alcanzó un margen del 40%, duplicando el resultado del año anterior.

Vamos a la siguiente lámina para hablar sobre el avance de las iniciativas en gas e hidrógeno.

En este trimestre, el negocio del gas y GLP arrojó un margen EBITDA combinado del 53% y aportó cerca del 11% del EBITDA del segmento del upstream.

La producción de gas y GLP tuvo un incremento del 12% frente al mismo periodo del año anterior, apalancado principalmente en la mayor producción de Pie de Monte, el Permian y a los resultados que se continúan percibiendo por la adquisición de la participación de Chevron en el activo Guajira por parte de Hocol.

La producción de gas y GLP correspondió al 23% de la producción del grupo empresarial durante el trimestre. Se recuperó el 100% de la demanda total de terceros, liderado principalmente por el sector industrial.

En cuanto al desarrollo de nuestro portafolio de gas:

- A través de Hocol se avanza en Arrecife-3 con el inicio de prueba extensa en el segundo trimestre, y se avanza en la delimitación del descubrimiento Bullerengue Porquero y prueba extensa del Merecumbé.
- En Piedemonte se avanzó en las obras pre-Rig de tres pozos nuevos así como en la maduración de siete pozos más.

En cuanto a exploración, se avanza en el completamiento del pozo Liria YW-12 y en la maduración y obras pre-Rig del pozo Cupiagua XD45.

Asimismo, durante el primer trimestre se avanzó en el plan de trabajo de la fase exploratoria y de desarrollo del bloque COL-5 junto a nuestro socio Shell con miras a la perforación de un pozo de delimitación como parte de la evaluación de Gorgon.

Se destaca que gracias a iniciativas operacionales y sinergias entre los segmentos, se logró la reducción de 88,980 toneladas de CO2 equivalente durante el primer trimestre de 2021.

Avanzamos en el diseño de nuestra estrategia de hidrógeno basada en cinco frentes: i) Pilotos, ii) Regulación y Política Pública, iii) Proveedores y Aliados, iv) Comercialización a Terceros, y v) Hojas de Ruta a nivel de grupo empresarial y país.

Vamos a la siguiente lámina para hablar de los avances en materia de yacimientos No Convencionales.

En el frente de Yacimientos No Convencionales en Colombia avanzamos en las actividades relacionadas con nuestro proyecto piloto Kalé.

Durante este trimestre llevamos a cabo el primer diálogo territorial en Puerto Wilches, liderado por el Ministerio de Minas y Energía y la ANH, e iniciamos las labores de monitoreo de líneas base para el Estudio de Impacto Ambiental, el cual se espera radicar a finales del tercer trimestre. Luego de su radicación, se estiman ocho meses para el otorgamiento de la licencia ambiental.

En cuanto a la cuenca del Permian en Estados Unidos, los resultados de nuestras actividades junto a nuestro socio OXY reflejan la materialización de eficiencias a pesar de algunas afectaciones en la operación por el fuerte invierno presentado a comienzos del año.

La producción neta después de regalías para Ecopetrol fue del 5.1 mil barriles de petróleo equivalente por día, casi la misma que se logró durante el 2020. El joint venture con Rodeo perforó 20 pozos y completó 28 pozos, incluidos los 22 pozos perforados, pero no completados en el 2020. Con base en lo anterior, al cierre del trimestre, se contaba con 44 pozos en producción.

Para el 2021 se espera un pico de producción de aproximadamente 18,000 barriles de petróleo equivalentes por día netos para Ecopetrol después de regalías, a lograrse a finales del año.

Pasemos, por favor, a la siguiente lámina.

El volumen transportado de refinados presentó un incremento por la recuperación de la demanda. No obstante, el volumen transportado de crudos disminuyó frente al primer trimestre de 2020 como resultado de una menor producción país.

En este periodo no se realizaron ciclos de reversión del oleoducto bicentenario, completando 16 meses consecutivos en los que no se hace uso del servicio contingente.

Quisiera destacar que desde el 1 de febrero se completó la transición total al nuevo modelo operativo del segmento. Como resultado, Cenit es ahora responsable único de la operación de sus sistemas de transporte de hidrocarburos y se consolida como líder del segmento de transporte del Grupo Ecopetrol.

Por otro lado, el 24 de marzo, la Procuraduría General de la Nación emitió concepto favorable del acuerdo entre Cenit, Bicentenario y Frontera. A la fecha se encuentra pendiente la aprobación del Tribunal de Cundinamarca, la cual sería la última instancia en este caso.

La tendencia de volúmenes transportados de crudo estará alineada con los resultados de la producción a nivel país.

Vamos a la siguiente lámina, por favor.

En cuanto a refinación, los buenos resultados del segmento se vieron soportados por la recuperación de la demanda, destacando las ventas de gasolina y diésel.

Se destacan los niveles de margen bruto integrado de nuestras refinerías frente a los resultados presentados durante el 2020, los cuales evidencian la recuperación del

segmento. Lo anterior, explicado principalmente por el fortalecimiento de la canasta de productos, pese a una dieta más costosa, por la tendencia de precio incremental del Brent.

El resultado del EBITDA del primer trimestre para el segmento de refinación es el mejor de los últimos cinco trimestres gracias a las eficiencias logradas durante el 2020 que mantuvieron los costos y gastos en control pese al aumento de operación y así mismo al buen comportamiento de los márgenes y cargas de nuestros negocios. El negocio petroquímico tuvo un aporte sustancial al EBITDA de la refinería de Barrancabermeja debido a mayores rendimientos, al suministro de crudo liviano y al aprovechamiento de la disponibilidad de las plantas.

Durante el trimestre también se inició de manera exitosa el primer ciclo de mantenimiento de nuestras refinerías, que se extenderá hasta el tercer trimestre del presente año.

Pasemos a la siguiente lámina, por favor.

Los costos y gastos operacionales totales reflejan una disminución del 7% frente al primer trimestre de 2020, demostrando el ajuste a los nuevos niveles de actividad operacional y el compromiso con la eficiencia.

El costo de levantamiento se ubicó en 7.5 dólares por barril, presentando una disminución del 8.6% versus el mismo periodo de 2020, explicada principalmente por las eficiencias en la matriz energética, donde se incrementó la utilización de energía autogenerada, la utilización de tiempo promedio de ejecución de intervenciones y servicios a pozo y la menor producción obtenida durante el trimestre.

El costo unitario de dilución del primer trimestre disminuyó en 0.18 dólares por barril versus el mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por la menor compra de barriles de nafta, dada la menor producción de crudos pesados.

Por su parte, el costo de barril transportado para este trimestre se situó en 3 dólares por barril, presentando un incremento del 2% frente al primer trimestre del año anterior, explicado principalmente por los menores volúmenes transportados.

El costo de caja operacional en el segmento del downstream presentó una disminución del 4% versus el primer trimestre del 2020, lo cual responde al control de las actividades operacionales a través de palancas que desarrollan ahorros sostenibles bajo la premisa de mantener la integridad y eficiencia en los procesos.

El costo total unitario se ubicó en 32.6 dólares por barril, ligeramente inferior frente al presentado en el mismo periodo de 2020, explicado por la reducción de costos y gastos, y la mayor tasa representativa del mercado, compensado parcialmente con el incremento del componente de compras e importaciones por el mayor Brent.

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

**Jaime Caballero:** Muchas gracias, Alberto.

La utilidad neta de 3.1 billones de pesos en el primer trimestre refleja el efecto de las intervenciones realizadas durante la crisis y la capacidad de la compañía de capturar la mejora del entorno del mercado en medio de condiciones operacionales desafiantes.

El incremento en la utilidad neta frente al primer trimestre de 2020 se explica principalmente por una mayor generación de EBITDA de 2.9 billones de pesos, resultado de los siguientes factores:

1. Primero, mejores precios de venta y un mayor impacto en la tasa de cambio sobre los ingresos y las compras por cerca de 1.7 billones de pesos.
2. Segundo, una variación positiva de la valoración de inventarios por cerca de 1.3 billones de pesos, resultado de los mejores precios de mercado en crudo y productos.
3. Tercero, disminución en los costos de la actividad operacional por 356,000 millones, que incluye desplazamiento de actividades y eficiencias capturadas.
4. Cuarto, menores costos y gastos laborales por 39,000 millones, relacionados principalmente a la menor planta promedio de personal, dado el plan de retiro voluntario implementado el año anterior.
5. Quinto, un efecto volumétrico neto negativo de 257,000 millones, explicado por la menor producción.
6. Sexto, mayores gastos exploratorios por 130,000 millones, principalmente por el reconocimiento del pozo seco Moyote en México durante febrero.
7. Por último, menores ingresos de servicios de transporte y otros por 58,000 millones, asociado a la disminución de la producción del país.

Asimismo el trimestre recoge el impacto de tres factores no operacionales:

1. Un incremento de 0.4 billones de pesos en rubros como depreciación, tasas financieras y diferencia en cambio. Este último se explica principalmente por la mayor posición neta pasiva en dólares.
2. Una mayor provisión de impuesto de renta por 0.9 billones, y
3. Un efecto positivo no recurrente de 0.4 billones de pesos, resultado de ajustes en tasa de cambio por la venta de Savia, Perú.

Al ajustar el resultado por este evento no recurrente, netos impuestos, la utilidad para el trimestre se sitúa en 2.8 billones de pesos.

Respecto al cuarto trimestre de 2020, el incremento en la utilidad neta se explica principalmente por la generación de 3.9 billones de pesos en EBITDA, derivado del mejor comportamiento en los márgenes y la mejor valoración de inventarios explicados anteriormente.

También se destaca el efecto de la recuperación de impairment en el cuarto trimestre por 0.4 billones, una menor diferencia en cambio y otros por 0.3 billones y una mayor provisión de impuesto de renta por 0.9 billones.

Es importante resaltar que durante el periodo no se realizaron reconocimientos de impairment y que de no presentarse nuevos escenarios disruptivos del mercado, nuevos análisis solo se realizarían hasta final de año.

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



El margen EBITDA del trimestre fue de 47.6 %, nivel comparable con los mejores trimestres históricos del grupo. Esto fue resultado principalmente de mejoras en los precios de realización, materialización de eficiencias operacionales y menores costos y gastos a través del negocio.

Estos mismos factores apalancaron un incremento sustancial en EBITDA por barril, que captura el beneficio del modelo integrado de negocios del grupo empresarial.

Es importante destacar que costos incrementales podrían ser causados durante lo que queda del año en línea con la actividad operacional esperada.

El *breakeven* de utilidad neta mostró una mejora considerable respecto al cierre de 2020 y se situó en 33.4 dólares por barril, explicado principalmente por los mayores diferenciales de la canasta frente al Brent y mayores cargas en las refinerías.

El principal indicador de apalancamiento de la compañía continúa mejorando frente al cierre de 2020 gracias a la recuperación del EBITDA y a los prepagos de la deuda de corto plazo que se hicieron en el tercer trimestre del año pasado.

Ecopetrol continúa ubicándose en el grupo de compañías con menor ratio de apalancamiento del sector y con este resultado la compañía está ya próxima al rango previsto para fin de año dentro del plan de negocios.

Finalmente, el ROACE, en línea con los otros indicadores, se ha recuperado a su punto más bajo observado en el cuarto trimestre de 2020.

Vamos por favor a la siguiente lámina para ver las principales cifras de inversión.

Durante el primer trimestre del año se ejecutaron inversiones cercanas a los 650 millones de dólares, principalmente en el segmento de exploración y producción.

Esto representa una reducción del 31 % frente a igual periodo de 2020. Al avistar, por efecto no recurrente asociado a la adquisición del proyecto Gato do Mato, la reducción se ubica en 18%.

El nivel de ejecución se encuentra en línea con el estimado para el trimestre y el 2021. Se destaca que al comparar contra un periodo sin efectos de pandemia y sin efectos extraordinarios, como lo fue el trimestre de 2019, la ejecución fue ligeramente superior y confirma el buen ritmo de actividades a pesar del entorno operacional retador.

El total de inversiones del segmento de exploración y producción, el 72% se destinó a oportunidades de crecimiento, con foco en aumento de producción y reservas.

El rango de inversiones para el año se mantiene conforme a lo anunciado en el plan, es decir, entre 3,500 y 4,000 millones de dólares con foco en el crecimiento de la actividad en Colombia.

Vamos por favor a la siguiente lámina para ver el flujo de caja del primer trimestre de 2021.

El saldo de caja del primer trimestre del año cerró en 8.1 billones de pesos con un flujo de caja operativo de 2.9 billones. En este rubro se presenta una disminución frente al cuarto

trimestre de 2020, explicada en mayor parte por: ingresos registrados como cuentas por cobrar al fondo de estabilización de precios de los combustibles del orden de 1.4 billones de pesos, así como cuentas por cobrar comerciales por 0.6 billones y acumulación de saldos a favor en impuestos por 0.4 billones.

Por su parte, el componente de inversión tuvo una salida de recursos por 2.4 billones, relacionada con CAPEX.

En cuanto al flujo de financiación, se presentó una salida de recursos por 0.8 billones de pesos de los cuales 0.6 billones se destinaron al servicio de la deuda y 0.2 billones corresponden al pago de dividendos a accionistas minoritarios de las subsidiarias del segmento de transporte.

Por último, una entrada de 0.3 billones asociada a otros rubros, entre los cuales se encuentran rendimientos financieros.

Cabe mencionar que Ecopetrol pagó dividendos a la totalidad de esos accionistas el 22 de abril por un valor de 0.7 billones de pesos. El saldo final de caja se compone de recursos en efectivo equivalentes por 6.7 billones y portafolio de inversiones de corto y largo plazo por 1.4 billones. Del total de recursos líquidos, el 47% está denominado en dólares y el 53% en pesos.

El flujo de caja libre se ubica en 0.6 billones, recuperándose frente a lo observado en el primer trimestre del 2020 y disminuye comparado con el segundo semestre del mismo año por los mismos efectos que impactaron el comportamiento del flujo de caja operativo.

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

**Felipe Bayón:** Jaime, Muchas gracias.

Para concluir quiero reiterar que nos complace entregar unos sólidos resultados a nuestros accionistas y a todos los grupos de interés.

Logramos avances concretos de cara a la transición energética, tales como el anuncio de las metas de descarbonización, la opción de mejores prácticas en la divulgación de información relacionada con la sostenibilidad y el clima y el avance en la alternativa de entrada al sector de transmisión de energía a través de ISA.

Preservar la vida y la seguridad de nuestros colaboradores seguirá siendo nuestra máxima prioridad. Seguiremos operando bajo un enfoque preventivo y con altos estándares de bioseguridad.

Como parte del apoyo permanente a la atención de la pandemia y a la reactivación económica en primer lugar, el grupo Ecopetrol continuará destinando al programa apoyo país al menos 60,000 millones de pesos al año. De estos recursos son adicionales aquellos que en nuestra inversión dedicaremos al desarrollo rural inclusivo, al desarrollo empresarial, infraestructura vial e infraestructura social comunitaria de educación, de deporte y de salud.

Asimismo, durante lo que resta del año 2021, continuaremos trabajando en los objetivos de restablecer la senda de crecimiento y producción y reservas, aumentar la competitividad,

cimentar la agenda de transición energética y profundizar la 'sosTECnibilidad' conforme a las metas establecidas en el plan de negocio 2021 - 2023.

Nuevamente, muchas gracias a todos ustedes por participar el día de hoy en esta llamada. Con esto abro la sesión de preguntas y respuestas.

**Operadora:** Gracias. A partir de este momento, comenzará la sesión de preguntas. Si tiene una pregunta, por favor presione \*1 en su teléfono. Si desea retirarse de la lista de espera, por favor digite la tecla #.

Tenemos una pregunta del señor Andrés Cardona de Citigroup.

**Andrés Cardona:** Hola, muy buenos días a todos, felicitaciones por los resultados.

Yo tengo dos preguntas inicialmente.

La primera es si ha cambiado en algo las necesidades de *equity* o deuda de cara a la transacción de ISA y el posible aumento de capital dado los sólidos resultados del primer trimestre y el *outlook* del precio del petróleo o si siguen viendo un rango entre 1.5 o 2.5 billones de dólares.

Y la segunda pregunta tiene que ver con una diferencia que estoy viendo entre el EBITDA y el flujo de caja operativo y he logrado identificar, digamos, impacto importante por el capital de trabajo y me gustaría entender si estos impactos son, digamos, estructurales o qué los está explicando y si deberíamos ver una normalización más tarde en el año y si además de ese impacto de capital de trabajo hay algo que esté impactando ese flujo operativo.

Muchas gracias.

**Felipe Bayón:** Muy buenos días.

Muchas gracias, primero, por participar y por las preguntas.

Antes de entrar a contestar las dos preguntas puntuales sobre deuda o *equity* adicional y sobre EBITDA y la diferencia entre el flujo operativo, te quiero hacer algunas reflexiones.

Ustedes oyeron durante la presentación de unos muy buenos resultados para el primer trimestre, pues un poco dónde está la compañía, qué hemos hecho, hablamos en detalle de varios temas, pero quería ampliar sobre algunas cosas.

Son muy buenos resultados del primer trimestre en un contexto que todavía tiene incertidumbre y tiene algunos posibles riesgos de volatilidad, particularmente desde el punto de vista de demanda que se ven impactadas por pandemia, por cierres eventuales de economía, no solo en Colombia, sino por fuera.

Por temas de demanda, nuestros productos y particularmente por lo que está sucediendo en el país en los últimos días y quería aprovechar para contarles que estamos trabajando con el gobierno, con el Ministerio de Minas y Energía en particular, la creación de todos estos corredores humanitarios para que los alimentos, los combustibles, las medicinas

lleguen a los sitios donde tanto se requieren, pues esto conlleva esfuerzos desde el punto de vista logístico, desde el punto de vista operativo.

Hay varias cosas que están sucediendo en el país y quería arrancar contándoles eso a ustedes y, lo segundo, pues quiero agradecer formalmente y públicamente a todos los empleados del grupo que hacen esto posible, que han hecho posible los resultados desde el punto de vista de lo que ustedes vieron en el reporte de ayer y que estamos discutiendo en esta llamada del día de hoy y que de alguna manera se estaban construyendo sobre todas esas lecciones aprendidas del año pasado.

Quiero aprovechar para referirme a un tema puntual también que eventualmente puede salir en las preguntas y es sobre la posible transacción al adquirir ISA y quiero decirles un par de cosas.

Uno, con anterioridad ya hemos mencionado que estamos trabajando en dos frentes principales.

Uno es el proceso de la debida diligencia y eso sigue avanzando y estamos negociando los términos de un eventual contrato interadministrativo y decirles que ambas actividades están avanzando a buen ritmo, están progresando a buen ritmo.

Aclarar y aprovecho la oportunidad para decir que 102 empresas que estamos listadas en la bolsa, ustedes entenderán que no puedo y no podemos entrar en detalles adicionales hasta que estos procesos culminen, entonces pues ese era el primer punto.

Y el segundo, que de alguna manera está relacionado con la primera pregunta de Andrés y es que les puedo confirmar que como compañía, en el caso particular de la transacción, de la potencial transacción de ISA, estamos avanzando en el análisis de acciones de fondeo: caja, deuda y la posible emisión y, en particular, sobre la estructura, las condiciones, los tiempos de la emisión, no estoy y no estamos en libertad para darles información particular dadas restricciones legales que nos aplican en los mercados donde estamos ya enlistados.

Igual, cualquier avance que hagamos en este sentido, pues lo estaremos reportando a través de nuestros mecanismos tradicionales de información.

Y antes de darle la palabra a Jaime, para que nos ayude con las preguntas de Andrés, entonces digo, no estamos viendo necesidades adicionales desde el punto de vista de deuda o de *equity*, pero le voy a pedir a Jaime que amplíe un poco en esta pregunta y también que nos hable sobre el tema de desconexión de EBITDA y flujo de caja operativo. Muchas gracias.

**Jaime Caballero:** Andrés y todos muy buenos días.

Andrés, en referencia a tus preguntas, sobre el primer tema de financiación, pues ya ustedes escucharon un poco el contexto de Felipe alrededor del tema. Lo que yo podría resaltar en este momento son dos temas.

Uno, pues que es claro que con los resultados que hemos obtenido en el primer trimestre, el plan orgánico, que sigue siendo la principal prioridad del grupo, es autofinanciable, no tenemos requerimientos de financiamiento para ello y es muy probable que se generen

excedentes en función de eso que podríamos destinar como metas de financiación para la eventual transacción con ISA.

Lo segundo que puedo decir, y es como un dato real, es que a corte del primer trimestre estamos cerrando, como ustedes saben, con 8 billones de pesos en caja y eso representa más o menos un excedente de 1 billón de pesos versus el plan original que teníamos para el 2021, que ustedes recordarán que anunciamos a 45 dólares por barril.

¿Eso que decir? Que en este momento estamos con un excedente de 1 billón en las cuentas de caja para el año, lo cual nos da claramente más flexibilidad mirando hacia adelante.

El otro punto en materia de financiación es que claramente nuestro, en términos de prioridades, son tres: el plan orgánico que ya está en el plan de negocios, la venta de transacciones con ISA y el tercer punto es, por supuesto, nuestros índices de apalancamiento que no han cambiado, o sea, el plan de negocios no ha cambiado, nuestras metas no han cambiado, y en ese sentido, nuestra aspiración y nuestra meta de apalancamiento sigue siendo estar por debajo de 2.5 veces deuda bruta EBITDA.

En relación a tu pregunta de la posible diferencia entre EBITDA y flujo operativo, y claramente es una pregunta pues muy relevante, lo que vemos aquí, la drástica subida de precios que tuvimos a lo largo del primer trimestre generó tres impactos importantes de capital de trabajo y la respuesta a tu pregunta es esa, es fundamentalmente un aumento en el capital de trabajo de la compañía.

Son tres temas. Lo primero es, cuentas por cobrar. En cuentas por cobrar hay un delta entre caja y el monto de cuentas por cobrar de alrededor de 2.2 billones de pesos. Más o menos 1.4 corresponde al FEPC, al Fondo de Estabilización de Precios, ustedes bien saben cómo funciona.

Básicamente, nosotros tenemos un ingreso que registramos en nuestras cuentas, pero esa es una cuenta por cobrar al fondo que se va a pagar más adelante.

Lo segundo es que también hubo un aumento en las cuentas comerciales con clientes asociados al aumento total en los ingresos. Eso corresponde alrededor de 0.8 billones de pesos.

El segundo componente es valoración de inventarios que, de esos 4 billones, alrededor de 1.2 es valoración de inventarios. Esto tiene que ver nuevamente con los ajustes que tenemos que hacer en el valor de los inventarios en función al *mark to market*.

Y el tercer componente es impuestos, donde acumulamos alrededor de 0.5 billones de pesos en saldos a favor. Entonces, ¿qué sucede ahí? Básicamente nosotros seguimos registrando los ingresos con una tasa tributaria establecida, pero el efecto de caja lo vemos más adelante.

Esos son los tres temas que explican esos 4 billones de diferencias. No son impactos estructurales, son impactos totalmente coyunturales y seguirán normalizando en el transcurso del resto del año. Muchas gracias, Andrés.

**Operadora:** En este momento tenemos a Ricardo Sandoval de Bancolombia.

**Ricardo Sandoval:** Buenos días, muchas gracias por la llamada y felicitaciones por los resultados.

Yo tengo tres preguntas un poco sencillas. La primera es sobre los inventarios. Me gustaría saber si, de continuar el nivel de precio actual del Brent, hacia adelante podríamos esperar ajustes adicionales por valoración de inventarios. Esa es la primera pregunta.

La segunda es de pronto si nos pueden explicar un poco más a detalle qué es lo que pasa en Castilla, por qué ha durado tanto la afectación y cuándo se podría ver solución a este problema operativo que está afectando la producción de la compañía.

Y la tercera pregunta es: dada la introducción de Felipe sobre el tema de transacción de ISA es solo preguntarles qué cambios podríamos ver nosotros como analistas en la forma en que reportan resultados de darse de manera exitosa la transacción de ISA.

No sé si tengan de pronto algo que comentar en la forma del reporte que harán ustedes a futuro. Gracias.

**Felipe Bayón:** Ricardo, buenos días y nuevamente gracias por participar y gracias por la pregunta.

Los dos temas, el primero en términos de inventario y el tema de reporte de resultados le voy a pedir a Jaime que nos ayude y en el tema de Castilla le voy a pedir a Alberto Consuegra que nos dé un poco más de detalle, pero arrancaríamos diciendo, en el tema de Castilla, pues venimos trabajando en la solución y yo creo que se está haciendo un buen progreso en términos de esa solución y entonces arranquemos por ahí.

Le voy a pedir a Alberto que nos dé un poco más de detalle y que les cuente a ustedes desde el punto de vista operativo y después le damos la palabra a Jaime. Alberto, por favor, adelante.

**Alberto Consuegra:** Ricardo, buenos días, muchas gracias por tu pregunta.

¿Qué es lo que está sucediendo en el campo Castilla? Nosotros hemos recibido una serie de requerimientos adicionales por parte de Cormacarena, la corporación autónoma regional a cargo, la autoridad ambiental del agua, y básicamente eso está dentro del marco de los permisos y de la normatividad vigente, todos orientados a mejorar las condiciones ambientales del río Guayuriba.

En ese sentido, nosotros hemos venido adelantando una serie de trabajos enfocados en la estructura del vertedero al río Guayuriba y también en unos canales en las márgenes del río.

Estos trabajos también nosotros, como decía Felipe, somos bastante optimistas en el sentido en que esto pueda ser superado en este mes de mayo, pero sin embargo, hay unos riesgos y esos riesgos tienen que ver también con el progreso de los trabajos dada la condición climática que estamos viviendo en este momento que es de lluvias fuertes, entonces diría para resumir, que los trabajos están en curso, van bien y esperamos solucionar esto relativamente pronto.

**Jaime Caballero:** Ricardo, muchas gracias por tu pregunta.

Respecto al tema de inventarios, yo lo que te diría en este momento es ir un poco a lo fundamental y este fenómeno de valoración de inventarios fundamentalmente está ligado a volatilidad de la actividad en los precios, ese es como el *driver* que genera ese tipo de cambios.

En esa línea, en la medida en que tengamos estabilidad de precios en el resto del año deberíamos ver pocos cambios asociados a esto, deberíamos ver una normalización del efecto en capital de trabajo, por un lado, y por otro lado, no deberíamos ver picos como el que estamos viendo en el primer trimestre, o sea, que la respuesta a tu pregunta va a depender de la volatilidad que haya trimestre a trimestre en los precios.

Respecto a tu segunda pregunta asociada la transacción con ISA, pues Felipe ya les comentó, pero aquí hay unas consideraciones generales en las que nos estamos moviendo, pero lo que yo les podría decir en este momento es que en principio estamos viendo una consolidación a nivel de grupo empresarial para efectos contables.

Sería una consolidación línea a línea muy similar a otras compañías donde tenemos control. Esta no es la primera compañía donde tenemos un control, la consolidaríamos de manera muy similar y ustedes lo verían, para efectos de reporte, como ven las otras compañías.

Ese es el concepto fundamental que iría a manera, desde una óptica contable y desde una óptica de gestión, pues lógicamente dada la materialidad que tiene ISA, pues vamos a hacer todo el trabajo necesario para que ustedes tengan mucha visibilidad sobre el desempeño de la compañía hacia delante. Muchas gracias, Ricardo.

**Operadora:** En este momento tenemos a Nicolás Erazo de Credicorp Capital.

**Nicolás Erazo:** Sí, muy buenos días, Felipe, Alberto, Jaime y a todo el equipo de Ecopetrol. Felicitaciones una vez más por los resultados.

Si me lo permiten, quisiera realizar solamente una pregunta y es con el tema de las emisiones. Cuáles serían las metas de reducciones de emisiones para el 2021, pues también perime entender qué les permitiría, digamos, en el corto plazo dar un paso significativo para ir en línea con la política de carbono neutral al 2050 y qué tan representativo es la planta San Fernando para este año.

**Felipe Bayón:** Nicolás, muchas gracias y buenísima la pregunta y nuevamente gracias por participar el día de hoy en la llamada.

En términos de contexto, si uno piensa en el objetivo o la meta de reducción que tenemos para este año, son unas 235,000 toneladas de CO2 equivalente.

Para poner eso en contexto, si uno mira el año pasado, el 2020, el año pasado fueron alrededor de 114,000 toneladas de CO2 equivalentes, entonces uno dice es prácticamente duplicar la reducción de emisiones del año pasado, entonces ese yo creo que ese es el primer punto.

Segundo junto. Hay un sinnúmero de proyectos, son muchísimos, muchísimos proyectos los que estamos trabajando, entre otras cosas, si uno mira eficiencia energética, pues que

hagamos las mismas actividades que nosotros hacemos con menos energía, si estamos viendo el tema de aprovechamiento de gas.

Entonces, por ejemplo, para darte contexto y lo veíamos en la presentación, nosotros tenemos una reducción del 52% de las quemas en teas en los últimos tres años, cuatro años, entonces eso es fundamental, cierre de emisiones fugitivas en metano, entonces que nosotros también a nivel operativo, pues podamos estar controlando que a través de una brida, de un empaque, de una válvula, de un instrumento, de un techo, de un tanque no tengamos, digamos, salida de metano o salida de emisiones fugitivas y estoy yendo un poco en detalle porque sé que esto a veces no tiene visibilidades desde el punto de vista que uno pueda decir: "Oiga, ¿cuáles son las cosas que más le pegan a este tema?".

Hoy en día, 2021, y ya voy a hablar del tema de renovables, si nosotros vemos desde el punto de vista más amplio, gran parte de lo que queremos hacer está relacionado con temas como soluciones naturales del clima y demás, entonces yo les diría que hay varias avenidas, la transición energética no es sola avenida, pero hay varias cosas que podemos hacer en términos de lograr el avance que queremos para el objetivo del 2050 y el objetivo particular de este año.

Si nosotros pensamos en San Fernando y ustedes saben, tenemos ya un primer parque solar en Castilla que lleva operando 18 meses, San Fernando sería el segundo parque de autogeneración, el avance va alrededor de un 50%, es un poco menos del 50% en términos de la construcción.

De los 21 megavatios que tenemos en Castilla, pues estaríamos sumándole unos 59 megavatios, entonces si nosotros vemos que con esos dos lograríamos 80 megavatios en línea con el objetivo que hemos hablado de 400 megavatios al 2023 y si uno piensa en la vida útil del parque, el parque de San Fernando o el ecoparque solar San Fernando, podría representar una reducción de emisiones de unas 410,000 toneladas de CO2 y, sé, Nicolás, que les di demasiado detalle, pero me pareció importante generar algunas líneas de contexto de línea base de datos que les ayuda en el análisis.

Muchas gracias por la pregunta.

**Operadora:** Tenemos a Katherine Ortiz, de Davivienda Corredores.

**Katherine Ortiz:** Buenos días, muchísimas gracias por la presentación y, como todos, felicitarlos por los resultados financieros del trimestre.

Tengo un par de preguntas. La primera nuevamente relacionada con el tema de ISA. Ya sé que nos hicieron la aclaración de que no nos pueden dar mucha información adicional, pero me gustaría saber si el cronograma que nos habían dado a conocer en la llamada pasada sigue vigente tal cual, si han habido modificaciones y lo segundo sí creen que la coyuntura por la que está atravesando el país en este momento puede impactar ese cronograma y el ánimo de los inversionistas en el caso particular de la emisión de acciones.

Y la segunda pregunta, que pues es muy sencilla, si me pueden dar el dato del *breakeven* de caja al cierre del primer trimestre del año. Muchas gracias.

**Felipe Bayón:** Katherine, gracias.



Pues sí, en términos de ISA, hicimos la aclaración al principio de la llamada, yo pues reforzaría lo que les estaba diciendo cuando hacía mis reflexiones antes de las preguntas y respuestas, y es que están progresando a buen ritmo y en ese sentido yo creo que eso responde en la pregunta de cronograma, inclusive el tema de un posible impacto en cronograma, yo les diría, están avanzando en buen ritmo.

Y, en términos del *breakeven* de caja al primer trimestre, le voy a pedir a Jaime que nos dé un poco más de detalles. Jaime, adelante.

**Jaime Caballero:** Sí, Katherine, estoy confirmando el dato, así que si quieres te lo respondo un poquito más tarde, ¿vale? No te quiero dar un dato equivocado.

**Felipe Bayón:** Ya volvemos con el dato de Katherine. ¿Hay alguna pregunta adicional?

**Operadora:** Y tenemos a Andrés Cardona de Citigroup.

**Andrés Cardona:** Gracias por la oportunidad para volver a preguntar, estas son preguntas un poquito más rápidas.

La primera es si el *lifting cost* a 7.5 dólares por barril lo ven sostenible. La segunda es digamos que viendo la meta de perforación de pozos de desarrollo para el año alrededor de 400 y viendo tal vez un año que puede ser comparable por nivel de precios, que fue 2019, la compañía alcanzó a perforar 600 pozos, casi un 50% más.

Entonces me preguntaba si hay posibilidades o si considerarían acelerar ese plan de desarrollo y la última no más es reconfirmar si en el JV de Rodeo deberíamos estar modelando el plan de desarrollo con cuatro taladros y si nos pudieran confirmar cuántos equipos de completamiento, por favor.

**Felipe Bayón:** Andrés, gracias y empezaría por la primera, después le voy a pedir a Alberto que nos dé más detalles.

Pero en términos del *lifting cost* de 7.5, yo creo que uno puede pensar: "Oiga, el *lifting cost* debe estar entre 7.5 y 8 dólares el barril, más o menos, para que ustedes tengan el rango y es en donde nos estamos esperando mover.

Yo creo que el otro punto de contexto, en términos de los pozos de desarrollo, pues es absolutamente crítico, es pensar que el plan de negocio nuestro no ha cambiado, lo decíamos en la presentación, lo hemos dicho en algunas de las respuestas.

El plan de inversión como tal entre 3,500 y 4,000 millones de dólares sigue siendo el plan de inversión al cual le estamos trabajando, entonces en ese sentido, el tema de uno acelerar y desacelerar de manera rápida en términos de, digamos, de más actividad o menos actividad, tenemos cierta flexibilidad, pero no es tan automático, ¿no?, hay cosas desde el punto de vista de seguridad, de logística y demás que tenemos que ir trabajando.

Habiendo dicho eso, pues permanentemente nuestro ejercicio y con el marco de disciplina de capital, en el marco también de, digamos, todo el tema de protección de caja siempre

estamos mirando portafolio, siempre estamos mirando desempeño, claramente esto no es una foto estática y en el tiempo tenemos que mirar un poco más.

Y ya ahorita le pasó la palabra a Alberto, pero quería también darle a Andrés un poquito de contexto sobre el Permian.

Efectivamente, tenemos cuatro equipos de perforación en el 2021, para contexto de ustedes el año pasado tuvimos dos. Acuérdense que en el mes de abril, en el mes de abril del año pasado, tomamos la decisión de parar la actividad en el Permian, y hacia junio, julio volvimos a rearrancar, y ya Alberto nos cuenta un poco sobre el tema de los equipos de completamiento, pero quiero, Andrés, aprovechar para lo siguiente.

Si ustedes ven el reporte del Permian, nosotros en el primer trimestre tuvimos una producción de 6,200 barriles promedio todo el trimestre, antes del descuento regalía, 5,100 barriles promedio todo el trimestre, después del descuento a regalías, entonces ese es un primer dato bien importante.

Segundo dato, y aprovecho para dártelos acá, y es que la rata de salida en términos de producción al final de marzo fue de 10,000 barriles para Ecopetrol, ¿sí?, nuestra participación en el JV.

Y el otro dato, que no estaba en la presentación y aprovecho y se los doy, es que la producción promedio en abril, la producción promedio en abril del JV ha sido de más de 36,000 barriles por día producción promedio.

Eso quiere decir que la producción promedio en abril para Ecopetrol antes de regalías, y por eso hacia la aclaración antes, es de 17,900 barriles.

Entonces importante también que ustedes vean, en 18 meses, desde noviembre del 2019 cuando arrancamos a abril de este año, pues pasamos de 0 a 17,900 producción neta de Ecopetrol, entonces, quería, Andrés, yo sé que no era la pregunta específica, pero pues me da la oportunidad de darles un poco más de contexto.

No sé, Alberto, si quieres adicionar algo desde el punto de vista o del *lifting cost* o del tema de pozos de desarrollo y confirmar el dato de los equipos de completamiento en Rodeo.

Alberto, adelante.

**Alberto Consuegra:** Gracias.

Andrés, gracias, por la pregunta. En cuanto al *lifting cost*, efectivamente, nosotros estamos viendo ese rango entre 7.50 y 8 dólares por barril, recordar que todavía tenemos que manejar presiones, estas tienen que ver con la necesidad de ejecutar mantenimiento en nuestras plantas de producción para asegurar integridad y confiabilidad, fueron actividades que se dejaron de hacer durante la pandemia.

Tenemos mucha mayor actividad en materia de intervenciones de pozos para disminuir la declinación de los campos y mantener nuestro plan en ese sentido y también intervenciones a pozos con fallas en equipos de bombeo.

Mayores costos variables, seguramente por la apertura de pozos en el caso de Castilla, en el caso de Quifa, suroccidente, y por el manejo del agua y actividades de cumplimiento en nuestro día a día, pero también tenemos oportunidad de mantener cristalizando, materializando las deficiencias y optimizaciones alrededor de la estrategia de dilución, la matriz energética, optimización de tarifas y renegociación de contratos, optimización de los costos del manejo y tratamiento de fluidos.

Entonces un poco para decir que nos vamos a mantener en ese rango y sin luces a toda costa, de acuerdo con el plan, con el *guidance* que vimos en el plan de negocios.

En cuanto a la actividad de pozos de desarrollo, nosotros tenemos un plan de opcionalidad que lo vamos a tratar de materializar muy enfocados en acelerar actividad del año 2022 que le pegue al tema de producción y acrecimiento rentable, eso más o menos, en términos de actividad, implicaría unos 30 a 35 pozos, pero vamos a ir construyendo esa visión a lo largo del año.

Finalmente, en cuanto a los equipos de completamiento, te confirmo que son dos, dos frentes de completamiento.

**Operadora:** Y tenemos a Jorge Vargas de BTG Pactual.

**Jorge Vargas:** Hola, Felipe, Jaime, Alberto, gracias por la presentación.

Por mi lado, únicamente tengo una pregunta y es relacionado con el anuncio de Ecopetrol de lograr cero emisiones netas de carbono en 2050, pues sabemos que es la primera empresa petrolera latinoamericana en anunciar esta ambiciosa meta.

Y mi pregunta puntualmente va dirigida a si de pronto nos puedes dar un poco más de color en largo plazo de cómo va a ser esa disminución de producción de petróleo, pues para poder cumplir esa meta de llegar a ser *net zero* en 2050. Muchas gracias.

**Felipe Bayón:** Gracias, Jorge. Pues, excelente pregunta.

Yo creo que es importante aclarar algunos puntos. El primero, hoy tenemos un plan de negocios 2021-2023 que está afianzado, que hemos comunicado a ustedes, comunicado al mercado y que no cambia.

El plan de negocios 21-23, con sus inversiones, con sus niveles de producción, eso no cambia, eso no cambia, nosotros oficialmente, digamos, no tenemos un plan de negocios a 10, 15 o 20 años.

Habiendo dicho eso, y en el marco del anuncio que hacíamos, quisiera explicar un poco más de detalle y es: nosotros, si vamos otra vez al 2019, donde tuvimos una línea base de emisiones de 13.5 millones de toneladas, sino hiciéramos nada, y por eso arranqué con el plan de negocios porque está en ese contexto de temporalidad alineado con el plan de negocios, sino hiciéramos nada con ese 13.5, en el 2030 estaríamos hablando de más o menos 16 millones de toneladas de CO2 en términos de emisiones.

O sea, al 2030 ya tenemos una reducción en términos reales contra la proyección o la tendencia de seguir, como estamos emitiendo hoy, 6 millones de toneladas y, ¿por qué,

digamos, doy esos datos? Porque eso quiere decir que si ustedes ven la proyección de producción que va subiendo de aquí al 23, pues en ese mismo espacio de tiempo estamos trabajando en reducir las emisiones, entonces no hay necesariamente un relacionamiento directo para reducir emisiones requiero menor producción, que es un poco como entiendo la pregunta.

Sin embargo, en la medida que nosotros vayamos teniendo, y tenemos unas metas volantes uno dice: "Al 2030 quiero estar en un sitio, al 2050 pasar de esos 16 teóricos, diez reales, de millones de toneladas, pasar al cero", pues efectivamente en esas metas volantes tendré, entre otras cosas, que seguir trabajando en el desarrollo de implementación de tecnología que ya existe, pero también en tecnologías que hoy están en las primeras de cambio y que todavía no están de alguna manera desplegadas.

Y hablamos de algunas de ellas, cuando hablamos, por ejemplo, de la captura, de la utilización, de carbono o inclusive almacenamiento de energía, o sea, hay muchas cosas que nos van a ayudar en ese sentido, entonces en la medida que vayamos avanzando, Jorge, para darles a ustedes visibilidad con futuros planes de negocios, y lo hemos hecho cada vez que hablamos con ustedes y lo aterrizamos es para tres años, pues estaremos dando más datos al respecto. Jorge, muchas gracias.

No sé si tengamos más preguntas.

**Operadora:** Gracias. En este momento, no tenemos más preguntas. Cedo la palabra al señor Bayón para comentarios finales.

**Felipe Bayón:** Okay. Sí, antes de cerrar, le quiero dar la palabra a Jaime para que nos confirme el dato del *breakeven* de caja. Gracias.

**Jaime Caballero:** Katherine, en el tema de caja, el *breakeven* de caja. Pues como discutimos a lo largo de la llamada, el primer trimestre ha sido un trimestre bien extraordinario en muchos sentidos.

Yo creo que en términos de caja, lo primero que te diría es: pues como sabes, el saldo de caja terminó igual entre el cuarto trimestre y el primer trimestre, 8 billones de pesos, a pesar de la intensidad natural que tiene el primer trimestre en egresos, ¿no?

Cuando uno ve las métricas, yo te voy a dar dos o tres métricas, pero te los voy a dar como con los disclaimers del caso, ¿no? Lo primero es el *breakeven* de caja, al que más le estamos poniendo nosotros atención en este momento es al operacional y, ¿por qué?

Y me refiero al operacional en el sentido de cuál es el precio que necesitamos para que la operación nos esté dando excedentes de caja, ¿por qué? Porque el plan de negocios al 23 lo tenemos totalmente orientado hacia una generación incremental de caja operativa, entonces, para el primer trimestre ese precio fue alrededor de 31 o 32 dólares por barril, así que el *breakeven* de caja estuvo en esa zona operativo.

El libre, que es cuando ya tú le pones al componente la financiación de CAPEX, o sea, es decir, la generación de caja operativa menos el CAPEX invertido, ese valor fue de alrededor de 56 dólares por barril, eso sin incluir la caja existente, o sea, si estuviéramos arrancando de cero.

Lo que pasa es que como tenemos una caja importante, o sea, tenemos una posición de caja importante en la compañía, esos 8 billones que les comenté, que se sirven como caja en las cuentas, cuando ya tú vas a ver el *breakeven* de caja total, pues, apalancado por la caja inicial, termina en unos valores que realmente no son indicativos. El valor del cálculo te da alrededor de 19, 20 dólares por barril, ¿sí?

Lógicamente, y aquí es donde vengo y te comento el *disclaimer*, pues decir que el *breakeven* de caja de Ecopetrol es 20 dólares por barril, no es un mensaje correcto en el sentido de que está apalancado en la caja existente, que es una caja que si te la consumes se agota, entonces yo sugeriría que utilicen para sus cálculos más, el operacional que les comenté y el libre. Ese sería un poco el *guidance* que les daría. Gracias.

**Felipe Bayón:** Bueno, pues, Jaime, gracias y nuevamente a todos ustedes muchas gracias, gracias por participar el día de hoy en nuestra llamada de resultados del primer trimestre del 2021, gracias por sus preguntas y también gracias por el desafío permanente que nos hacen en términos de cómo estamos comunicando el desempeño del negocio, dónde estamos hoy en día y cómo estamos manejando diferentes aspectos operativos y financieros del grupo Ecopetrol.

Estamos, lo decía yo al principio cuando arrancamos las preguntas y respuestas, en un momento complicado desde el punto de vista del país. Estamos trabajando para permitirle a los colombianos que tengan los combustibles, la energía, los alimentos, los medicamentos que tanto se requieren dentro de este, digamos, momento de la pandemia. Seguiremos trabajando en ese sentido y con el compromiso de país.

Agradecerle nuevamente a todos nuestros empleados, que con su dedicación, su compromiso y muchas veces sus sacrificios hacen posible que tengamos resultados como por ejemplo los que estamos discutiendo en el día.

Nuevamente a todos ustedes muchísimas gracias, recomendarles que nos sigamos cuidando y esperando que todos ustedes y sus familias se encuentren bien de salud.

Que tengan un muy buen día y muchas gracias.

**Operadora:** Gracias a todos. Damos fin a la conferencia del día de hoy. Gracias por participar. Pueden colgar ahora.