Transcripción de la convocatoria de resultados de Ecopetrol SA (EC) Q1 2021

Convocatoria de ganancias de la CE para el período que finaliza el 31 de marzo de 2021.

Transcriptores De Motley Fool (Transcriptores MF)
5 de mayo de 2021 a las 11:01 p.m.

Ecopetrol SA (NYSE: EC)
Llamada de resultados del primer trimestre de 2021
5 de mayo de 2021 , *11:00 am ET*

FUENTE DE LA IMAGEN: THE MOTLEY FOOL.

Contenido:

- Comentarios preparados
- Preguntas y respuestas
- Llamar a los participantes

Comentarios preparados:

Operador

Buenos dias. Mi nombre es Sylvia y seré su operadora por hoy. Bienvenidos a la conferencia telefónica de resultados de Ecopetrol en la que discutiremos los principales resultados financieros y operativos del primer trimestre de 2021. [Instrucciones del operador]

Antes de comenzar, es importante mencionar que los comentarios en esta convocatoria de la alta gerencia de Ecopetrol incluyen proyecciones del desempeño futuro de la empresa. Estas proyecciones no constituyen ningún compromiso en cuanto a los resultados futuros ni tienen en cuenta los riesgos o incertidumbres que pudieran materializarse. En consecuencia, Ecopetrol no asume ninguna responsabilidad en caso de que los resultados futuros sean diferentes a las proyecciones compartidas en esta conferencia telefónica. La convocatoria estará encabezada por el Sr. Felipe Bayon, Director General de Ecopetrol ; Alberto Consuegra, director de operaciones; y Jaime Caballero, director financiero.

Gracias por su atención. Sr. Bayon, puede comenzar su conferencia.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Buenos días a todos y bienvenidos a nuestra conferencia telefónica sobre resultados del primer trimestre de 2021. Me complace compartir con ustedes un conjunto de resultados sobresalientes para el Grupo Ecopetrol , que demuestran la solidez de nuestro negocio integrado y nuestra capacidad para generar valor a lo largo de los ciclos de mercado. Después de más de un año desde que comenzó la pandemia COVID-19, continuamos operando en condiciones desafiantes y protocolos de bioseguridad muy estrictos, al tiempo que garantizamos la continuidad de nuestras operaciones y el bienestar de nuestros empleados como nuestra principal prioridad.

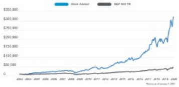
Este año Ecopetrol cumple sus primeros 70 años y los resultados del primer trimestre nos brindan un comienzo muy fuerte. El Grupo Ecopetrol generó las mejores cifras financieras para nuestro primer trimestre desde el año 2016 con un ingreso consolidado de $ 17.2 billones, un EBITDA de $ 8.2 billones y un margen EBITDA de 48% y una utilidad neta de $ 3.1 billones. El EBITDA del trimestre fue la mitad del EBITDA de todo el año 2020 y la utilidad neta fue 1.8 veces la utilidad neta de los 12 meses del año pasado.

Estos resultados financieros se lograron incluso en medio de condiciones operativas que seguirán afectando los niveles de producción. Alberto Consuegra, director de operaciones, ampliará esto más adelante. Como hitos relevantes del trimestre, quiero destacar los siguientes: primero, el fortalecimiento del precio de realización de la canasta exportadora de crudo en 43% con respecto al primer trimestre de 2020, evidenciando nuestra exitosa estrategia comercial; segundo, el avance de nuestra estrategia de gas con un aumento de producción del 12% con respecto al primer trimestre de 2020; tercero, el desempeño positivo de nuestras refinerías con un margen integrado por barril logrando dos dígitos; y cuarto, el anuncio de nuestro carbono neto cero menciona objetivos para 2050 cuyos detalles comentaré más a fondo.

En otros temas, destacamos una exitosa Junta General de Accionistas en un escenario totalmente virtual por segunda vez, donde se aprobó un dividendo de $ 17 por acción equivalente a $ 0,7 billones, ratificando nuestra capacidad de generar utilidades incluso en condiciones muy difíciles. Comenzamos a trabajar en el proceso de due diligence para la adquisición de ISA y establecimos un comité especial del Directorio de Ecopetrol para evaluar la valuación y el precio de esa potencial transacción. En el Grupo Ecopetrol seguimos aprendiendo de las crisis y superándolas de manera ágil, segura y eficiente.

Aunque todavía existen algunos riesgos monitoreados constantemente, los resultados presentados hoy demuestran que vamos por el camino correcto. Pasemos a la siguiente diapositiva. Ecopetrol está

Vuelve Motley Fool
ASESOR DE ACCIONES 566% ▲
S&P 500 129% ▲
Stock Advisor lanzado en febrero de 2002. Rentabilidad al 05/06/2021.
Únase al asesor de acciones
Crecimiento acumulado de una inversión de $ 10,000 en un asesor de acciones
Calculado por rendimiento ponderado en el tiempo



CEPO
CE
Ecopetrol SA
NYSE: EC
$ 11.88 0,26 USD (2,24%)

comprometido con la mitigación del cambio climático. Así, buscando avanzar en la transición energética y nuestra agenda TESG. Nos convertimos en la primera empresa de petróleo y gas de América Latina en comprometerse con un objetivo de emisión neta de carbono 0 para el año 2050 para las emisiones de alcance uno y dos, ratificando nuestro compromiso tanto con los objetivos de desarrollo sostenible como con el Acuerdo de París.

De acuerdo con nuestro plan de descarbonización al 2030, Ecopetrol busca reducir sus emisiones de CO2 en un 25% en los alcances uno y dos en comparación con la línea base de 2019. Esta reducción representa entre cinco millones y seis millones de toneladas equivalentes de CO2 menos para el año 2030, equivalente a la restauración de un área 13 veces el tamaño de una ciudad como Bogotá en Colombia. Además, Ecopetrol busca reducir el 50% de sus emisiones totales en los alcances uno, dos y tres para el 2050 en comparación con la línea base de 2019. Las tecnologías maduras que están disponibles actualmente, así como las tecnologías emergentes, se consideraron al establecer los objetivos. En el corto y mediano plazo, es decir 2025 y 2030, respectivamente, nos enfocaremos en la maduración de proyectos de energía solar, eólica y geotérmica, así como en eficiencia energética, reducción de quemas rutinarias en nuestras operaciones y proyectos de reducción de emisiones de metano.

Esto se complementará con un portafolio de soluciones climáticas naturales bajo los más altos estándares. Para el 2050, planeamos desarrollar iniciativas que podrían incluir hidrógeno, uso y secuestro de captura de carbono y almacenamiento de energía a través de baterías, asegurando tanto la competitividad como la generación potencial de valor de cada una de estas alternativas. Es importante destacar que en el plan de negocios 2021-2023, hemos incluido ya más de $ 600 millones de inversiones para la agenda de descarbonización, principalmente pruebas para financiar proyectos de energías renovables así como proyectos de eficiencia energética y calidad de combustibles, entre otros. Las iniciativas y tecnologías de corto y largo plazo incluidas en esta hoja de ruta serán siempre evaluadas e implementadas bajo estrictos criterios de disciplina de capital, pilar fundamental de nuestra estrategia corporativa.

Pasemos a la siguiente diapositiva. La agenda de descarbonización acaba de mencionar la parte de los cuatro pilares definidos en nuestra hoja de ruta de transición energética. Durante el primer trimestre de 2021 avanzamos en todos ellos. En el pilar de la competitividad, en el negocio de petróleo y gas, nuestro core business y nuestro principal enfoque, seguimos esforzándonos y planteando estrategias para lograr una operación más eficiente, lo que resultó en eficiencias de unos $ 264 mil millones derivadas de acciones enfocadas a fortalecer la Margen EBITDA y eficiencias de capex.

Adicionalmente, hemos capturado beneficios de $ 12 millones en la agenda digital, gracias al avance en proyectos como la herramienta de gestión de inversiones digitales, talento humano, margen bruto de refinación y campos integrados. En el pilar de diversificación, continuamos avanzando en el proceso de due diligence en apoyo de la potencial adquisición de una participación controladora en ISA, empresa que aportará al Grupo Ecopetrol con fuentes de ingresos estables y predecibles, alternativas sólidas de crecimiento rentable y un posicionamiento único dentro del sector de transmisión de energía en Colombia y en algunos países de América Latina. Asimismo, se ha creado un grupo de trabajo de hidrógeno dedicado a llevar a cabo esta iniciativa.

Comenzamos un proceso de investigación para determinar el potencial de producción de hidrógeno verde. Seguimos avanzando en la construcción del parque San Fernando Solar, que se espera que inicie operaciones en el segundo semestre de este año. Finalmente, quiero destacar una reducción del 52% en la quema de gas rutinaria en nuestras operaciones entre 2017 y 2020. En el pilar, TESG, junto con nuestros sólidos estándares de gobierno corporativo, quiero destacar el nombramiento de Cecilia Maria Vélez White como la más nueva miembro del Consejo de Administración de Ecopetrol .

Además, quiero mencionar el establecimiento de un comité especial para la valoración de la transacción ISA. En línea con nuestro compromiso con la divulgación completa y transparente de nuestra información de sostenibilidad y relacionada con el clima, hemos comenzado a incorporar lo siguiente: un Consejo de Normas de Contabilidad de Sostenibilidad, SASB, en nuestro informe de gestión sostenible integrado, así como en un informe independiente. informe; una métrica de capitalización de las partes interesadas del Foro Económico Mundial en el informe de gestión sostenible integrada; y las recomendaciones del Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras Relacionadas con el Clima, TCFD, en nuestro informe 20-F. Doy ahora la palabra a Alberto Consuegra, quien explicará los principales resultados operativos del trimestre.

Alberto Consuegra Granger - *Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones*

Gracias, Felipe. En línea con sus comentarios, la mayoría de los resultados operativos del primer trimestre continuaron mostrando una tendencia positiva en la recuperación de las actividades hacia niveles prepandémicos. En cuanto a la exploración, en 2021 se inició la campaña exploratoria con el éxito de Flamencos dos y El Niño uno, dos de los pozos perforados en 2020. Durante este trimestre, completamos la perforación de cinco pozos, el LIRIA YW-12 y el Boranda. Sur- dos pozos se encuentran en fase de evaluación. El pozo ESTR SN-8 permitió un mayor conocimiento de la geología de los bloques. El pozo Boranda South-1 fue sellado y abandonado ya que no alcanzó el objetivo geológico por problemas técnicos y el pozo Moyote-1 en el Golfo de México fue declarado pozo seco. En Brasil,

Finalmente, la producción de la actividad de exploración alcanzó un volumen promedio de 5.309 barriles de petróleo equivalente por día, lo que representa un aumento del 39% con respecto al volumen registrado en el mismo período del año anterior. Pasemos a la siguiente diapositiva, por favor. Durante los primeros tres meses del año, la producción del Grupo Ecopetrol fue de 675.700 barriles de petróleo equivalente por día.

En comparación con el mismo período del año anterior, la producción disminuyó un 8,1% y un 2,7% en comparación con el cuarto trimestre de 2020. En el primer trimestre, se destacan los buenos resultados en los activos de gas de Piedemonte y en los activos de petróleo de Magdalena medio.

Sin embargo, durante este período, la producción se vio afectada por restricciones operativas en el campo Castilla, aumento de BSW, sedimentos básicos y agua, en campos de petróleo pesado como consecuencia de la desaceleración de la actividad durante 2020, desinversiones en Perú y problemas operativos y de orden público. Dados estos impactos, estimamos el rango de producción para el año entre 690,000 y 700,000 de petróleo equivalente por día, y mantenemos un plan que apunta a retomar la senda de crecimiento hacia la meta de volúmenes de producción anunciada para 2021. A pesar de los menores volúmenes de producción, el EBITDA de el segmento upstream en el primer trimestre fue de COP cinco billones, que es el 80% del EBITDA total generado en 2020.

Adicionalmente, el segmento alcanzó un margen EBITDA de 40%, duplicando el resultado del año anterior. Pasemos a la siguiente diapositiva para hablar sobre el progreso de las iniciativas de gas e hidrógeno. En este trimestre, el negocio de gas y GLP tuvo un margen EBITDA combinado de 53% y aportó cerca del 11% del EBITDA del segmento upstream. La producción de gas y GLP tuvo un incremento del 12% respecto al mismo período del año anterior, principalmente por la mayor producción de Piedemonte, Permian y los sólidos resultados derivados de 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.

El primer trimestre de 2021 cerró con un nivel de recuperación de la demanda total de terceros cercana al 100%, liderado principalmente por el sector industrial. Con respecto al desarrollo de nuestra cartera de gas, Hocol está avanzando en Arrecife-3 con el inicio de pruebas exhaustivas en la segunda Q. Además, Hocol está progresando en la limitación del descubrimiento Bullerengue Porquero y las pruebas exhaustivas del campo Merecumbe-1. En Piedemonte, se avanzó en las obras previas a la perforación de tres nuevos pozos así como en la maduración de siete pozos más.

En cuanto a exploración, nos encontramos en la fase de terminación del pozo LIRIA YW-12 y en los trabajos de maduración y pre-perforación del pozo Cupiagua XD 45. También durante el primer trimestre, el trabajo previsto para la fase de exploración y desarrollo del bloque COL5 avanzó junto con nuestro socio Shell, con el objetivo de perforar en un pozo de limitación como parte de la fase de valoración Gorgon-1. Cabe señalar que, gracias a las iniciativas operativas y sinergias entre los segmentos, se logró una reducción de 88,980 toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente durante el 1T 2021.

Avanzamos en el diseño de nuestra estrategia de hidrógeno basada en cinco frentes: pilotos, regulación y política pública, análisis de proveedores, comercialización de terceros y los grupos y hojas de ruta del país. Pasemos a la siguiente diapositiva para hablar sobre el progreso en lo no convencional. En las reservas no convencionales de - en Colombia, avanzamos en las actividades relacionadas con nuestro proyecto piloto Kale.

Durante este trimestre realizamos el primer diálogo territorial en Puerto Wilches, liderado por el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, por sus siglas en español. Y comenzamos el trabajo de monitoreo de línea base para la evaluación de impacto ambiental, EIA, que se espera que se presente a fines del tercer trimestre. El tiempo estimado para la emisión de la licencia ambiental es de ocho meses después de la presentación del EIA. En cuanto a la Cuenca Pérmica, en Estados Unidos, los resultados de nuestras actividades con nuestro socio, Oxy, reflejan la materialización de eficiencias a pesar de algunos efectos en la operación debido al fuerte invierno de principios de año.

La producción neta después de regalías para Ecopetrol fue de 5,100 barriles de petróleo equivalente por día, casi la misma producción lograda durante 2020. La empresa conjunta Rodeo perforó 20 pozos y completó 28 pozos, incluidos los 22 pozos no terminados en 2020. Por lo tanto, 44 pozos estaban en funcionamiento. producción al final del trimestre. Para 2021, se espera alcanzar un pico de producción de aproximadamente 18.000 barriles de petróleo equivalente por día neto a Ecopetrol después de las regalías para fin de año. Siguiente diapositiva, por favor. El volumen transportado de productos refinados aumentó debido a una recuperación de la demanda.

Sin embargo, el volumen de crudo transportado disminuyó respecto al primer trimestre de 2020 como resultado de menores niveles de producción en el país. En este período no se realizaron ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario, completando 16 meses consecutivos en los que no se utiliza la alternativa contingente. Me gustaría resaltar que desde el 1 de febrero se completó la transición total al nuevo modelo operativo del segmento. Como resultado, CENIT ahora es el único responsable de la operación de sus sistemas de transporte de hidrocarburos y consolida su posición como líder del segmento de transporte del Grupo Ecopetrol . Por otra parte, el 24 de marzo, la Fiscalía General emitió concepto favorable al convenio entre CENIT, Bicentenario y Frontera.

A la fecha, la aprobación del gasto de calidad administrativa superior de Cundinamarca, que será la última instancia en este caso. La tendencia de los volúmenes de crudo transportado estará alineada con los resultados de los niveles de producción en el país. Pasemos a la siguiente diapositiva. Los buenos resultados del segmento downstream estuvieron respaldados por la recuperación de la demanda, destacando las ventas de gasolinas y diésel.

Los niveles de margen bruto integrado de nuestras refinerías se destacan frente a los resultados presentados durante 2020, que evidencian la recuperación del segmento, explicada principalmente por el fortalecimiento de la canasta de productos a pesar de una dieta más cara por la tendencia incremental del precio del Brent. El resultado de EBITDA del primer trimestre del segmento downstream es el mejor de los últimos cinco trimestres consecutivos, gracias a las eficiencias logradas durante 2020, orientadas a mantener los costos y gastos bajo control a pesar del aumento de operaciones y gracias a los sólidos márgenes y rendimientos de nuestros negocios. .

El negocio petroquímico tuvo un aporte sustancial al EBITDA de la refinería de Barrancabermeja debido a mayores rendimientos, suministro de crudo ligero y mayor disponibilidad de las plantas. Durante el trimestre, también iniciamos con éxito el primer ciclo de mantenimiento de nuestras refinerías que durará hasta el tercer trimestre de este año. Pasemos a la siguiente diapositiva, por favor. Los costos y gastos operativos totales reflejan una disminución del 7% en comparación con el primer trimestre de 2020, lo que demuestra el ajuste a los nuevos niveles de actividad operativa y el compromiso con la eficiencia.

El costo de levantamiento fue de $ 7.50 por barril mostrando una disminución de 8.6% versus el mismo período de 2020, explicado principalmente por las eficiencias en la matriz energética donde el uso de energía autogenerada aumentó la optimización y el tiempo de ejecución de las intervenciones y servicios de pozo y menor producción durante el trimestre. El costo de dilución unitario del primer trimestre disminuyó $ 0.18 por barril con respecto al mismo período del año anterior, explicado principalmente por la menor compra de barriles NAFTA por la menor producción de crudo pesado.

Por otra parte, el costo por barril transportado para este trimestre fue de $ 3 por barril, un aumento de 2% en comparación con el primer trimestre del año anterior, explicado principalmente por los menores volúmenes transportados. El cash cost operativo en el segmento downstream presentó una disminución del 4% frente al primer trimestre de 2020, lo que responde al control de las actividades operativas a través de impulsores que desarrollan ahorros sostenibles bajo la premisa de mantener la integridad y eficiencia de los procesos. El costo unitario total fue de $ 32.6 por barril, levemente menor que en el mismo período de 2020, explicado por la reducción de costos y gastos y el mayor tipo de cambio parcialmente compensado por el aumento en el componente de compras e importaciones por el mayor precio del Brent. .

Pasaré la palabra a Jaime Caballero, quien hablará sobre los principales resultados financieros del Grupo Ecopetrol .

Jaime Caballero Uribe - *Director financiero*

Muchas gracias, Alberto. La utilidad neta de COP3,1 billones en el primer trimestre refleja las intervenciones llevadas a cabo durante la crisis y la capacidad de la empresa para aprovechar la mejora marcada en las condiciones del mercado, y es un entorno operativo desafiante. El incremento en la utilidad neta con respecto al primer trimestre de 2020 se explica principalmente por un mayor EBITDA de COP 2,9 billones como resultado de los siguientes factores: primero, la mejora de precios tuvo un mayor impacto del tipo de cambio de ingresos y compras por alrededor de COP1 .7 billones; segundo, una variación positiva en las valoraciones de inventarios cercana a los $ 1,3 billones, como resultado de mejores precios de mercado del crudo y sus productos; tercero, un menor costo de la actividad operativa por $ 356 mil millones, que incluye la reprogramación de actividades y eficiencias logradas; cuatro, una disminución en los costos y gastos laborales de $ 39 mil millones, principalmente relacionado con el menor promedio de personal dado el plan de retiro voluntario del año anterior; quinto, un efecto neto volumétrico negativo de COP257 mil millones, explicado por una menor producción; sexto, mayores gastos de exploración por $ 130 mil millones principalmente por el reconocimiento del pozo seco Moyote en México durante febrero; y por último, menores ingresos por servicios de transporte y otros por $ 58 mil millones asociados a la disminución de la producción del país. mayores gastos de exploración por $ 130 mil millones debido principalmente al reconocimiento del pozo seco Moyote en México durante febrero; y por último, menores ingresos por servicios de transporte y otros por $ 58 mil millones asociados a la disminución de la producción del país. mayores gastos de exploración por $ 130 mil millones debido principalmente al reconocimiento del pozo seco Moyote en México durante febrero; y por último, menores ingresos por servicios de transporte y otros por $ 58 mil millones asociados a la disminución de la producción del país.

Asimismo, el trimestre incluye el impacto de tres factores no operativos: un incremento de COP0,4 billones en rubros como depreciación, gasto financiero y gasto cambiario. Esto último se explica principalmente por la mayor posición pasiva neta en dólares; una mayor provisión de impuesto a la renta por COP 0.9 billones; y un efecto positivo no recurrente de COP0,4 billones, derivado de ajustes de tipo de cambio por la venta de Savia Perú. Al ajustar el resultado por este evento no recurrente, neto de impuestos, la utilidad del trimestre se ubica en COP 2.8 billones.

Con relación al cuarto trimestre de 2020, el incremento en la utilidad neta se explica principalmente por COP 3.9 billones adicionales en EBITDA derivado del mejor desempeño del margen y mayor valorización de inventarios explicado anteriormente. Otros puntos a destacar incluyen el efecto de la recuperación por deterioro en el 4T 2020 de $ 0.4 billones, un menor impacto de los efectos cambiarios y otros de $ 0.3 billones y un mayor gasto por impuesto a las ganancias de $ 0.9 billones.

Es importante resaltar que durante el período no se realizaron reconocimientos de enterramiento y que al no tener nuevos escenarios disruptivos de mercado, este solo se llevaría a cabo hasta fin de año. Pase a la siguiente diapositiva 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 el resultado de mejores precios realizados, eficiencias operativas y menores costos y gastos en todo el negocio.

Estos mismos factores apalancan un aumento sustancial en el EBITDA por barril, que captura el beneficio total del modelo de negocio integrado del grupo. Es importante destacar que se podrían incurrir en costos incrementales durante el resto del año. En línea con el aumento esperado de la actividad operativa. El breakeven de la utilidad neta mostró una mejora considerable en comparación con fines de 2020 y se ubicó en $ 33.4 por barril, explicado principalmente por los mayores diferenciales de la canasta frente al Brent y el mayor rendimiento de la refinería.

El principal indicador de apalancamiento de la compañía continúa mejorando respecto a fines de 2020, gracias a la recuperación del EBITDA y el prepago de deuda a corto plazo ejecutados durante el tercer trimestre de 2020. Ecopetrol continúa siendo una de las empresas con menores índices de apalancamiento en el sector, y con estos resultados trimestrales, la compañía se encuentra muy cerca del objetivo de fin de año establecido en el plan de negocio. Finalmente, el ROACE, en línea con el resto de indicadores, se ha recuperado desde su punto más bajo observando el cuarto trimestre de 2020. Pase a la siguiente diapositiva para revisar las principales cifras de inversión.

Durante el primer trimestre del año se invirtieron cerca de $ 650 millones principalmente en el upstream. Esto representa una reducción del 31% en comparación con el mismo período de 2020. Al ajustar por el efecto asociado con la adquisición del proyecto Gato do Mato, la reducción es del 18%. Este nivel de ejecución está en línea con las estimaciones para el trimestre y para 2021. Cabe señalar que al comparar con el período sin efectos pandémicos y sin efectos extraordinarios, como el primer trimestre de 2019, la ejecución fue en realidad ligeramente superior y confirma el buen ritmo de las actividades a pesar del desafiante entorno operativo.

El 72% de la inversión total del upstream se destinó a oportunidades de crecimiento con un enfoque en aumentar la producción y las reservas. El rango de inversión para el año se mantiene acorde con las metas anunciadas en el plan. Eso está entre los $ 3.5 mil millones y $ 4 mil millones con un enfoque en una mayor actividad dentro de Colombia. Pase a la siguiente diapositiva para revisar el flujo de caja del primer trimestre. El saldo de caja del primer trimestre del año cerró en $ 8.1 billones, con un flujo de caja operativo de $ 2.9 billones.

Este rubro muestra una disminución respecto al cuarto trimestre de 2020 explicado principalmente por $ 1,4 billones de ingresos registrados como cuentas por cobrar del Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles, FEPC, así como cuentas por cobrar comerciales por cerca de $ 0,6 billones y $ 0,4 billones. de saldos fiscales positivos. Por separado, se observaron salidas en relación a inversiones de capital de alrededor de $ 2,4 billones. En cuanto al componente de financiamiento, hubo una salida total de $ 0,8 billones, de los cuales $ 0,6 billones se destinaron al servicio de la deuda y $ 0,2 billones corresponden al pago de dividendos a los accionistas minoritarios de las subsidiarias midstream.

Finalmente, una entrada de COP 0,3 billones asociada a otros rubros, principalmente por ingresos financieros. Cabe mencionar que Ecopetrol pagó dividendos a la totalidad de los accionistas el 22 de abril por COP 0,7 billones. El saldo final está compuesto por $ 6.7 billones de efectivo y equivalentes y $ 1.4 billones de inversiones de cartera de corto y largo plazo. De la liquidez total, el 47% está denominado en dólares y el 53% en pesos. El flujo de caja libre se ubica en $ 0.6 billones, recuperándose de lo observado durante el primer trimestre de 2020 y disminuyendo en comparación con el segundo semestre del mismo año debido a los mismos factores que impactaron el flujo de caja operativo.

Ahora le paso la palabra al director ejecutivo para las observaciones finales.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Gracias, Jaime. Para concluir, quisiera reiterar que nos complace brindar resultados sólidos a nuestros accionistas y grupos de interés. Hemos logrado grandes avances en la transición energética, como el anuncio de nuestros objetivos de descarbonización, la adopción de mejores prácticas para la divulgación de nuestra información sobre sostenibilidad y clima y los avances en la alternativa de entrada al sector de transmisión de energía a través de la adquisición de ISA.

La vida y seguridad de nuestros empleados sigue siendo nuestra máxima prioridad. Continuaremos operando bajo un enfoque preventivo y altos estándares de bioseguridad. Como parte del apoyo permanente para enfrentar la pandemia e impulsar la reactivación económica, Ecopetrol El grupo continuará destinando recursos en el programa Apoyo País, al menos COP 60 mil millones este año, además de nuestras inversiones en desarrollo rural, desarrollo empresarial, infraestructura vial y comunitaria, infraestructura social, educación, deportes y salud. Asimismo, durante el resto de 2021, continuaremos trabajando en el objetivo de restaurar la senda de crecimiento tanto de la producción como de las reservas, incrementar la competitividad, sentar las bases de la transición energética y profundizar nuestra agenda TESG, en línea con la meta establecida en el Plan de negocio 2021-2023. Nuevamente, muchas gracias por estar hoy en nuestra conferencia telefónica.

Con esto, abro la sesión de preguntas y respuestas.

Preguntas y respuestas:

Operador

[Instrucciones del operador] Y nuestra primera pregunta proviene de Ricardo de Rezende de JPMorgan.

Ricardo de Rezende - *JPMorgan - Analista*

Hola, buenas tardes Felipe y Alberto. Gracias por responder a mi pregunta. Un par de preguntas de mi parte. El primero es un seguimiento de algo que discutió en la conferencia telefónica en español. Entonces, mirando la transacción de ISA y el flujo de efectivo, debería ser mucho más fuerte de lo que esperaba con Brent a $ 45. ¿Cómo cambia eso la financiación de esa transacción? ¿Utilizaría todo el exceso de efectivo para ayudar a financiar la transacción? Y si tuviera que elegir, ¿reduciría la emisión de deuda o la parte de emisión de acciones de la transacción? Y luego lo segundo es la producción sobre Castilla.

Solo para ... una pregunta que teníamos fue cuando miras tu nueva guía para el año, producción total, también mencionaste en la conferencia telefónica en español de mayo, es un mes muy importante que podría ser, podría haber algunos retrasos en las obras que está realizando en la región de Castilla. Entonces, ¿qué tan relevante podría ser eso si vemos, por ejemplo, un retraso de mayo a junio, cómo podría eso afectar su producción para el año? Gracias.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Ricardo. Buenos días y gracias por estar aquí hoy. Aprecio mucho que estén tanto en la teleconferencia en español como en inglés. Realmente aprecio seguir a Ecopetrol . Y antes de entrar en detalles sobre las preguntas, quiero brindar un contexto a todos los participantes de la llamada. Y creo que lo primero es que, como se ha informado, creo que estos son muy buenos resultados para Ecopetrol en el 1T del año en medio de circunstancias aún difíciles. Y quiero resaltar dos cosas: una, no estamos fuera de la crisis y pandemia de COVID-19.

Tenemos la tercera ola actualmente con nosotros en Colombia con los niveles de ocupación de UCI en números muy, muy altos. Y además de eso, como estoy seguro, lo has estado siguiendo durante los últimos ocho días o semanas, el país ha estado inmerso en algunas dificultades de protesta social. Así que estamos trabajando con el gobierno, con el Ministerio de Minas y Energía, para asegurarnos de que podamos, como país, proporcionar los alimentos, el suministro de medicamentos y los suministros médicos, así como los combustibles, la gasolina y el diésel a la gente. que lo requieran en todo el país.

Así que solo quiero empezar por ahí. Y lo segundo es agradecer a todos nuestros colaboradores a nivel de grupo que han estado trabajando desde el año pasado, desde que nos fuimos a trabajar de forma remota, apoyando nuestras operaciones en términos de estar en el campo, estar en todos nuestros sistemas de transporte. tanto para crudos como para productos, en nuestras refinerías, en nuestros puertos en todas partes. Muchísimas felicitaciones para ellos y un gran agradecimiento. Y en términos de ISA, que sé que ha sido una de las preguntas, y tú la planteas, Ricardo. Solo quiero mencionar un par de cosas.

Y lo primero es que en términos de la posible adquisición de una participación controladora en ISA que anunciamos en enero, y como mencioné anteriormente, ambos lo estamos haciendo: haciendo el proceso de debida diligencia y nosotros están negociando los términos de una transacción potencial en términos de ese contrato potencial que hemos descrito antes. Y ambas actividades van por buen camino. Entonces creo que eso es lo primero. Y como usted sabe, Ricardo y todos los asistentes a la llamada, dado que tanto Ecopetrol como ISA son empresas que cotizan en bolsa, comprenderán que yo y nosotros no podemos compartir los detalles hasta que no se terminen dichos procesos.

Así que creo que ese es un punto muy importante que quiero exponer. En cuanto a las fuentes de financiación de la adquisición, puedo confirmar que la empresa sigue evaluando distintas fuentes. Continuamos buscando diferentes fuentes y tenemos diferentes fuentes potenciales de financiamiento para la transacción, como deuda, efectivo y capital. La combinación de esas fuentes aún no está definida y dependerá en gran medida de los términos finales de la transacción, las condiciones del mercado y nuestra posición de efectivo.

Y la otra cosa que, en términos de una de esas fuentes potenciales, la emisión de acciones, necesitará entender que no podré comentar sobre ningún detalle específico sobre la estructura, las condiciones, los tiempos de esa transacción como lo hemos hecho. para cumplir con las regulaciones que sean aplicables o aplicables en ambos, o en los mercados donde negociamos nuestras acciones. La información sobre estos frentes estará disponible para todos ustedes y los mercados a través de nuestros canales de información relevantes.

Entonces, con eso, quiero responder la pregunta sobre ISA. Y solo quería compartirles de antemano nuestras opiniones sobre dónde estamos en términos de proceso y parte del intercambio de información. En cuanto a Castilla, y le pediré a Alberto que brinde un poco más de detalle, hemos mencionado que tuvimos algunos problemas en Castilla. Y creo, y lo decía en nuestra llamada en español, estamos en el camino correcto en términos de avanzar en la resolución de esos problemas, lo cual creo que es una buena noticia. Y le pediré a Alberto que brinde un poco más de detalles. Alberto, si puedes seguir adelante, por favor.

Alberto Consuegra Granger - *Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones*

Gracias Felipe, Ricardo. Buenos dias. Entonces, cuál es la situación en Castilla, actualmente estamos en la evaluación de la reactivación del permiso con la autoridad ambiental. Y entendemos que esto se publicará en breve, probablemente durante el mes de mayo. Entonces, lo que hemos estimado hasta ahora en términos de impacto en la producción o diciendo de otra manera en términos de reducir la brecha actual, vemos que si solucionamos la situación en Castilla, veremos un beneficio de entre 6.000 y 7.000 barriles por día en términos de reducción. la brecha con el nivel de producción actual.

Operador

Nuestra siguiente pregunta viene de Luiz Carvalho de UBS.

Luiz Carvalho - *UBS - Analista*

Hola, gracias por contestar mi pregunta. Me gustaría tocar esto en tres puntos. Y si me permiten volver a, digamos, las condiciones macroeconómicas en Colombia, parece ser un desafío desde una perspectiva fiscal. Entonces, la primera pregunta es, estoy tratando de entender cómo la administración prevé cualquier impacto potencial, ya sea para la industria petrolera o para Ecopetrol específicamente en términos de cualquier posible nueva forma del marco tributario, ya sea para, no sé, regalías. o impuestos generales?

Y también, ¿cómo crees que una decisión potencial, no sé, del accionista controlador para tratar de aumentar los dividendos, por ejemplo, es que, o incluso potencialmente, no sé, vender, Yo diría, la participación del 8% ya aprobada por el Congreso. Así que solo trato de comprender un poco mejor cómo ve la gerencia estas opciones y si una de ellas o cada una de ellas está en discusión.

La segunda pregunta es sobre, quiero decir, volviendo a las preguntas anteriores sobre ISA, entiendo que está analizando un par de opciones sobre la mesa en este momento, pero solo está tratando de tener una idea en términos de ... ¿cómo Digo que la gerencia está preocupada por cualquier opción potencial que pueda ser vista como potencial, no sé, dilutiva o negativa para los accionistas minoritarios debido a un potencial, no sé, ya [indescifrable] de la empresa independiente. Y la última muy rápidamente es si puede proporcionar alguna actualización sobre el fracking en Colombia y cómo esto puede beneficiar a la empresa que mira hacia el futuro. Gracias.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Gracias, Luiz, y nuevamente, gracias por estar con nosotros hoy. En términos de la situación general en Colombia, y pienso en la presentación, estamos destacando cosas como las cargas de nuestra refinería y algunas de las ventas que hemos realizado. Si nos fijamos en la gasolina y el diésel, se encuentran principalmente en niveles prepandémicos.

Así que creo que es una muy buena señal de dónde estamos y es un reflejo. Es un buen indicador o termómetro de cómo va la economía. Y creo que con la atracción de JET, estamos en un nivel prepandémico. Así que creo que ese es el punto número uno. En términos de niveles de actividad, ves nuestros niveles de inversión, nuestros frentes de trabajo y el progreso que hemos logrado. Y creo que los resultados en general muestran que ha habido una recuperación. Y si nos fijamos, creo que el consenso subyacente es de una recuperación de la economía.

Entonces creo que eso es lo primero que me gustaría ver. Y me gustaría compartir. Entonces, en ese sentido, creo que somos cautelosamente optimistas, pero me gustaría dejar claro que todavía hay incertidumbre en torno a COVID. Estamos en esta tercera ola. En mis comentarios de apertura durante la sesión de preguntas y respuestas, diría que los niveles de la UCI están en su punto más alto. Los programas de vacunación continúan avanzando y hemos recibido una cantidad significativa de vacunas.

Así que estamos progresando con eso. Pero creo que si miras desde nuestro punto de vista, Luiz, en términos de nuestro aporte global de precios y con lo que Alberto mencionó de nosotros resolviendo algunos de los temas en torno a la producción, nuestro panorama en términos de nuestro aporte como lo haría Ecopetrol o podría implicar que podría haber más regalías, más impuestos y los resultados podrían eventualmente traducirse en más dividendos. Y creo que la otra cosa que es importante compartir es que hay una política de dividendos aprobada que está distribuyendo entre el 40% y el 60% de los ingresos netos, y la decisión final se tomará en la AGM en marzo del próximo año.

En cuanto al marco tributario, que es la otra cosa que mencionas, y estoy seguro de que estás siguiendo las noticias, pero el anterior proyecto de reforma tributaria fue retirado del Senado y de la cámara. Y ese es un proceso que como trámite se está llevando a cabo hoy, pero creo que el gobierno ha anunciado que el proyecto tal como se concibió inicialmente ha sido retirado, no hay apoyo para eso. Y realmente vio que ha habido cambios en el equipo económico a nivel gubernamental, incluido el Ministerio de Finanzas.

Entonces, lo que diré es que tendríamos que esperar a que se presente un nuevo proyecto y, a la luz de lo que se presenta, proporcionar una evaluación del impacto potencial. Creo que eso es todo lo que tengo que decir sobre el marco fiscal. Y creo que he mencionado las otras cosas que mencionas. En términos de ISA, simplemente volveré a lo que estaba diciendo. Solo quiero ser muy claro. En términos de la opcionalidad, mencioné que estamos considerando varias opciones que incluirían o podrían incluir en términos de fuentes de financiamiento que podrían incluir deuda, efectivo y capital.

Y decía anteriormente que no se ha definido la combinación real de esas fuentes o fuentes potenciales. Ese es el punto número uno. El punto número dos dependerá de los términos finales de la transacción. Y el punto número tres, dependerá de las condiciones del mercado. Y estaba hablando de esto antes. Punto número cuatro, dependerá - o podría depender [indescifrable]. Entonces, hay varias cosas que se tomarán en cuenta.

Y creo que la otra cosa que estabas preguntando es una actualización sobre el fracking en Colombia. Y durante la presentación, hablamos de nuestros Proyectos Piloto de Investigación Integral, nuestro proyecto piloto. Hemos continuado con la evaluación de todas las condiciones ambientales en el área que apuntalarán o respaldarán o informarán nuestra presentación en lugar o en la búsqueda, lo siento, de una licencia ambiental. Así que seguimos progresando en eso.

Hemos mencionado que en realidad estamos midiendo más de 200 variables diferentes. Hay diferentes cosas que estamos midiendo y continuaremos haciéndolo. Lo hemos mencionado, y me gustaría volver a enfatizar eso y lo he dicho antes, en términos de fracking en Colombia, no se trata de hacerlo rápido o rápido. Se trata de hacerlo bien. En español diríamos, [Habla extranjera].

Y también hemos dicho que sería como operar dentro de la piscina de peces. Todo el mundo mira hacia adentro, ya sabes, en términos de lo que estamos haciendo, haciéndolo de forma abierta y transparente con las partes interesadas. Entonces estamos progresando en términos del proceso. Luiz, muchas gracias por tus preguntas. si podemos tomar el siguiente, por favor?

Operador

La siguiente pregunta proviene de Frank McGann de Bank of America.

Frank McGann - *Bank of America - Analista*

Buenos dias gracias. Solo, sí, un par de cosas para dar seguimiento a algunos de los comentarios en su, basados en sus comentarios anteriores, así como en el lanzamiento. Solo relacionado con el campo de Castilla y los problemas allí, no lo es. No tengo muy claro cuál es el problema relacionado con los problemas ambientales o el río. Si pudiera explicar cuál fue el problema y lo que está haciendo para superar realmente esos problemas que deberían, creo, dijo que tal vez se complete en mayo.

Y luego, mirando hacia el aumento de la producción durante el resto del año, también mencionó que planea anticipar algunas actividades que se han planificado para 2022 y llevarlas a 2021. Tal vez podría proporcionar un poco más de detalles sobre qué áreas específicas podría ser y qué: ¿cómo podría aumentar eso los costos y el gasto de capital en 2021? Y luego, por último, hay una mención en el comunicado sobre las preocupaciones sobre, o usted mencionó los posibles riesgos para 2021. Se mencionan algunos riesgos asociados con las restricciones en la inyección de agua en el campo Quifa. Y me pregunto cuáles podrían ser los principales problemas y efectos de eso.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Por supuesto, Frank. Y nuevamente, gracias por estar hoy aquí con nosotros. Por eso, antes de ceder la palabra a Alberto, me gustaría decir que estamos avanzando mucho en la solución de los problemas del Castilla. Y creo que eso es una buena noticia, un trabajo muy fuerte y muy sincronizado con las autoridades y demás. Así que soy positivamente optimista en términos de resolver los problemas a muy corto plazo, y eso es bueno.

Y en términos de actividad, existen oportunidades para perforar pozos adicionales. Evidentemente, siempre en el marco de ser muy disciplinado. Conoces la calidad de las oportunidades y dónde desplegamos el capital. Entonces Alberto, si puedes contestar, por favor, ¿la pregunta de Frank? Te pasaré la palabra. Gracias.

Alberto Consuegra Granger - *Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones*

Frank, buenos días. Gracias por tu pregunta. En primer lugar, Ecopetrol cumple con la normativa ambiental nacional y específicamente para las aguas residuales de Quifa, estamos cumpliendo con todos los parámetros establecidos a nivel nacional para las descargas de agua, pero la autoridad ambiental local, Cormacarena, ha suspendido temporalmente su permiso de disposición de aguas residuales en para incluir las condiciones ambientales y asegurar que el caudal del río llegue al punto de disposición para que se lleve a cabo la dilución adecuada en ese sitio.

Estas actividades han sido acordadas con la autoridad, pero actualmente se encuentran en ejecución. Y como mencionó Felipe, somos muy optimistas de que podamos recuperar el permiso en algún momento durante el mes de mayo. Entonces esa es la situación actual allí. Con respecto a nuestros planes para anticiparnos a la actividad y cuál será el impacto en términos de producción. Y por supuesto, yo diría que en términos de producción, si somos capaces de cultivar al menos de 10 a 15 pozos y ejecutar alrededor de 35 recuperaciones de pozos, esto nos proporcionará una producción adicional de entre 4.000 y 7.000 barriles.

Contamos con un programa de opcionalidad que ha identificado hasta el momento alrededor de $ 100 millones en actividades adicionales potenciales, principalmente asociadas con traer producción en este año. Entonces eso es lo que puedo decirte ahora mismo. En términos de costos, debido a esta actividad que vemos que se realizará durante el año, no anticipamos un impacto mayor en términos de nuestros costos de elevación.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Gracias, Alberto. Y antes de pasar al siguiente, me gustaría basarme en lo que decía Alberto y en un par de mensajes. Y el primero es que nuestro plan para 2021-2023 se mantiene sin cambios. Creo que ese es el punto número uno. El punto número dos es nuestra proyección, la que hemos compartido con ustedes y en nuestro informe refleja los desafíos que enfrentamos actualmente, y hemos hablado un poco sobre eso. Y lo haremos, estamos trabajando y seguiremos trabajando para cerrar las brechas del plan y nuestros compromisos completos allí. Así que solo quería aprovechar lo que Alberto estaba dando como detalle. Así que gracias por la pregunta. ¿Podemos pasar al siguiente, por favor?

Operador

Nuestra siguiente pregunta proviene de Guilherme Levy de Morgan Stanley.

Guilherme Levy - *Morgan Stanley - Analista*

Hola buenas tardes. Gracias por responder a mi pregunta. El primero es sobre el costo de elevación. Entonces, en los últimos trimestres, hemos visto la tendencia del costo de elevación más baja en comparación con el nivel que se usa para la tendencia hasta 2019. Entonces, me preguntaba cuánto de esta reducción tiene que ver con las reducciones de costos en sí y la revisión de los contratos. ¿Y cuánto podría estar relacionado con pozos de mayor costo que quizás se cerraron durante el pico de la crisis y que aún no se reabrieron? Y la segunda pregunta está relacionada con el refinamiento. La producción en este segmento mejoró trimestre a trimestre, así que solo quería tener una idea de lo que espera la compañía hasta fin de año. Gracias.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Guilherme, gracias por la pregunta. Les daré una oportunidad, pero luego le pediré a Alberto que se haga cargo de los costos de levantamiento. Y de hecho, también le pediré a Jaime que nos dé algunas ideas adicionales sobre algunas de las cosas que estamos haciendo que tienen como objetivo lidiar con la naturaleza estructural de la base de costos generales para la empresa. Entonces, cosas como el presupuesto de base cero y algunas otras cosas en las que estamos trabajando que queremos compartir con ustedes sobre dónde estamos, así que creo que ese es el punto número uno. Y luego le pediré a Walter que hable sobre el refinamiento. Entonces Alberto, si puedes ayudarnos con la primera parte, luego Jaime, y luego le preguntaremos a Walter. Por favor adelante.

Alberto Consuegra Granger - *Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones*

Buenos días Guilherme, lo que estamos viendo en términos de costo de levantamiento es que esta vez, a un tipo de cambio de $ 3.600, nuestros costos de levantamiento estarían en el rango de $ 7.50 a $ 8.00 por barril. Así que estamos viendo esa tendencia al alza porque vamos a ejecutar el trabajo de mantenimiento de la planta con retraso respecto a la parada del año pasado debido a la pandemia. Vamos a aumentar la actividad de las intervenciones de pozos para asegurar que podamos gestionar la disminución de la producción en nuestros principales campos y también, podría haber costos variables adicionales asociados con la reapertura de pozos de producción en Castilla debido al problema de disposición de agua.

Sin embargo, también anticipamos que vamos a materializar eficiencias, como mencionaste, provenientes de la optimización de nuestra matriz energética, renegociación de contratos de servicios y optimización de costos asociados a la gestión del agua. Entonces, en general, vemos que podremos mantener nuestra guía de entre $ 7.5 y $ 8 por barril durante todo el año.

Jaime Caballero Uribe - *Director financiero*

Gracias, Alberto. Y sobre el tipo de perspectiva de costos más amplia y cómo lo estamos enfocando. Y recordará que en nuestro plan 2021-2023, hablamos de esto. Y el panorama más amplio es ¿cuál es el desafío al que nos enfrentamos? Estamos ante un desafío en el que estamos aumentando los niveles de actividad con miras a alcanzar una producción de 750.000 barriles diarios en 2023 y en relación a ese incremento en el nivel de actividad y ese incremento en la producción, sin gestionar, habría una tendencia al alza en los costos, ¿derecho?

De modo que ese es el desafío más amplio al que nos enfrentamos dentro de la empresa. También recordará que cuando miramos esa perspectiva, nos fijamos dos grandes objetivos. Hay uno alrededor del costo unitario total de la empresa que integra todas las diferentes variables. Y hay uno en particular sobre los costos de extracción, donde nuestra guía ha sido que, para este año, como dijo Alberto, tenemos un techo de $ 8 por barril. Y para el plan, nuestra aspiración y objetivo es que nunca superemos los $ 8,50 por barril mientras observamos ese aumento de la actividad y la producción a lo largo del tiempo. Así que ese es el panorama general.

Entonces, ¿qué estamos haciendo sobre una base estructural para esto, verdad? Y, esencialmente, hemos lanzado un programa dentro de la empresa sobre cómo queremos aumentar nuestra competitividad en costos. En realidad, se llama rendimiento plus y en los planes que implementamos para usted y que hemos compartido con usted, el plan 2021 - 2021-2023, en realidad hemos construido eficiencias de entre $ 1,5 billones y $ 2,2 billones. . Ese es el objetivo que queremos lograr, ¿verdad? ¿Cuáles son las grandes palancas detrás de eso? Hay cuatro palancas fundamentales. La primera palanca son las eficiencias operativas, y Alberto las ha descrito.

Así que no voy a cubrir eso. Hay una segunda palanca fundamental, que gira en torno a la cadena de suministro, somos buenos en la cadena de suministro en Ecopetrol , pero creemos que podemos ser mejores. Y, en particular, tenemos grandes esfuerzos para mejorar nuestra gestión de la demanda y, con ello, capturar mejores eficiencias regionales. El tercer componente tiene que ver con la eficiencia organizacional, y es posible que haya visto en nuestros resultados que estamos comenzando a ver los efectos positivos del plan de jubilación que lanzamos el año pasado. Se nota en los resultados financieros.

Como resultado de ese plan, tenemos una estructura más pequeña en Ecopetrol . Y creemos que eso es algo que continuará gradualmente durante los próximos años. Y luego, el cuarto componente es, por supuesto, digital. Es una palanca enorme en este programa y se trata de cómo traemos los beneficios de la tecnología a nuestros procesos y a la forma en que operamos. Entonces, todo esto es parte de esa agenda de costos sostenibles. Desde el punto de vista del proceso, un componente importante es que hemos adoptado completamente una filosofía en torno al presupuesto de base cero, ¿verdad?

Empezamos el año pasado con algunos pilotos en torno a ese tema en los diferentes segmentos. Esos pilotos tuvieron éxito y hemos tomado la decisión de implementarlos en todo el grupo en su totalidad. En resumen, somos conscientes del desafío en torno al costo, pero estamos seguros de que lo estamos abordando de manera sistemática. Gracias. Ahora pasamos a Walter, quien va a hablar sobre el refinamiento.

Walter Canova - *Vicepresidente de Refinación*

Si. Gracias, Jaime. Gracias, Guilherme, por tu pregunta sobre el downstream. Diré que, como se comunicó, tenemos un primer trimestre muy sólido para el downstream. Por el lado del refinamiento, terminamos, creo, 360 KBD para el primer trimestre, por supuesto, con una mejora frente a los 355 KBD del cuarto trimestre del año pasado y también una mejora frente a los 345 KBD del primer trimestre de 2020.

Y esto considerando que durante el primer trimestre, a partir de febrero, la refinería de Cartagena realizó actividades de reestructuración planificadas, principalmente en las unidades de craqueo y alquilación. Para los próximos meses, estamos proyectando mantener los 360 KBD a 365 KBD. Por supuesto, tenemos un gran interrogante con respecto a la tercera ola de la pandemia con COVID-19.

Pero si la situación se mantuvo como en el último mes, proyectamos 360 a 365 KBD para ambas, total para ambas refinerías. Con respecto a los márgenes, como vio, terminamos en $ 10 - $ 10.1 por barril para el primer Q, y creemos que estaremos en el lado alto del margen de un dígito durante el resto del año. Esta es la proyección para el negocio de downstream y refino, principalmente. Espero haber respondido a tu pregunta, Guilherme.

Guilherme Levy - *Morgan Stanley - Analista*

Gracias walter. Podemos pasar al siguiente, por favor.

Operador

Nuestra próxima misión proviene de Rodrigo Almeida de Santander.

Rodrigo Almeida - *Santander - Analista*

Gracias por aceptar mi pregunta. Solo tengo un par de preguntas adicionales de alto nivel de mi parte. Creo que el primero todavía está relacionado con ISA retrocediendo un poco. Y solo quería entender un poco, mirando más hacia, digamos, la estrategia a mediano y largo plazo del grupo en su conjunto. Entonces, si hay algún comentario preliminar que pueda compartir con nosotros sobre cómo la incorporación de ISA afectaría, digamos, el plan de negocios a largo plazo del grupo, creo que sería bueno escucharlo, creo que sería muy bueno. útil para nosotros. Y otra pregunta que tengo es sobre la asignación de capital y el crecimiento.

Ecopetrol se ha expandido un poco fuera de Colombia en los últimos años, aumentando las reservas y la producción. Y solo quería saber si continúa invirtiendo capital en esto, en estrategias similares en el futuro. ¿Y cómo podríamos investigar, digamos, otras expansiones relacionadas fuera de Colombia? Creo que esas son las dos preguntas que tengo. Y, por cierto, felicitaciones nuevamente por el objetivo de carbono neutral para 2050. Y eso muestra muy bien el compromiso que tienen con la descarbonización. Felicidades.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Gracias, Rodrigo. Creo que hice algunos comentarios sobre ISA y dónde estamos y algunas de las cosas que podemos divulgar y hablar con ustedes. Pero creo, y comenzaré con su último comentario. Cuando decía que nos felicita por nuestro anuncio 2050, que por cierto, creemos que es un anuncio histórico de Ecopetrol . Hay dos tendencias masivas en el mundo que giran en torno a la descarbonización y la electrificación.

Entonces, en ese contexto y con nuestro compromiso de llegar a cero emisiones netas de CO2 para 2050, puede ver que hay muy buen ajuste en términos de lo que estamos haciendo, y somos muy metódicos y consistentes. Y creo que hemos avanzado muy bien en ese sentido. Y si miras algunas de las conversaciones que estamos teniendo en la presentación, simplemente repasa algunas de las cosas que estamos siguiendo, que es la primera, tenemos que ser muy competitivos. Necesitamos seguir siendo competitivos y proteger lo que estamos haciendo en este momento.

Y creo que solo por la última pregunta y escuchando a Alberto y Jaime, algunas de las cosas que estamos haciendo a corto plazo y algunas de las que estamos haciendo estructuralmente aseguran que sigamos siendo competitivos en términos de presupuestos de base cero, por ejemplo, o la transformación digital, creo que eso es fundamental. Hemos hablado de diversificación o diversificación en términos de negocios en los que participamos. Y hemos mencionado específicamente a ISA. Hemos hablado de descarbonización. Y luego hablamos de TESG.

Y cuando pensamos en medio ambiente, social y gobernanza, ponemos la tecnología en el centro de ser una empresa sostenible, y tiene que ver con todo en términos de ser, como decíamos, sostenible a largo plazo. Y solo me gustaría agregar los avances y el progreso que hemos logrado en términos de cómo informamos y cómo compartimos datos. Y si volvemos a nuestro 20-F, si vamos a SCM, dentro del marco del Foro Económico Mundial, la única empresa de América Latina que formó parte del anuncio en enero sobre Stakeholder Capitalism Metrics, algo así como respaldado por el mundo. Foro económico. Se han sumado más empresas.

Pero solo quiero resaltar el compromiso de Ecopetrol o si piensan en SASB y TCFD, estamos avanzando muy, muy bien. Entonces creo que esa es tu primera pregunta. El segundo, en términos de asignación de capital, tenemos un plan en torno al programa 2021-2023. Sé que ha estado siguiendo a la empresa y hemos estado proporcionando actualizaciones y proporcionando información. Cuando las cosas y las oportunidades se materializan, lo hemos logrado.

Y durante la presentación, Alberto nos estaba dando una actualización sobre el Pérmico, y estamos hablando de Gato do Mato y algunas de las cosas que estamos haciendo en Brasil y en los EE. UU., Y solo me gustaría resaltar lo siguiente , que no está en la presentación, pero quiero compartir esto con ustedes. Si piensa en el Permian y el rendimiento que hemos tenido, si damos un paso atrás, comenzamos las operaciones en: operaciones de producción, noviembre de 2019.

Y así han pasado 18 meses. Y en 18 meses con la crisis de marzo, abril, mayo del año pasado, cuando incluso los precios del WTI se redujeron y se volcaron como lo hicieron, terminamos el 1T con 6.200 barriles de producción, producción neta de Ecopetrol , eso es antes de regalías y 5.100 barriles después de regalías. . La tasa de salida de marzo fue de 10.000 barriles. Y creo que ese es un punto muy importante. Y te daré puntos de datos adicionales. La primera, en abril, el mes de abril, la producción bruta de la JV en el Pérmico fue de 36.500 barriles, 36.500 barriles.

Y la producción de Ecopetrol en abril fue - la producción promedio fue de 17,900 barriles. Y paso un poco más de tiempo solo para dar color a algo que anunciamos ni siquiera hace dos años y solo para mostrar dónde estamos en términos de progreso. Y la tasa de salida de abril fue de 22.100 barriles para Ecopetrol . Así que creo que esto solo les muestra el progreso que hemos logrado. Y nuevamente, gracias por tus preguntas. Volveremos.

Siempre que hay cosas nuevas que necesitamos comunicar. Le voy a pedir a Alberto que nos dé un poco más de color sobre la producción. Le hemos dado el rango de 690,000 a 700,000 y le hemos dado detalles sobre dónde estamos en Castilla y algunas de las cosas con las que estamos lidiando. Y le pediré a Alberto que brinde un poco más de contexto. Alberto, adelante.

Alberto Consuegra Granger - *Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones*

Sí, Felipe. Rodrigo, solo para complementar lo que dijo Felipe, primero, todavía hay elementos de incertidumbre en nuestro plan de recuperación. Entonces, en lugar de proporcionarle un aumento por trimestres, preferiría brindarle las generalidades del plan de recuperación, que básicamente depende de resolver los problemas de eliminación de agua en Castilla y ponerlo en producción con éxito, el trabajo anticipado para 2022 que realicé. ya mencionado.

Y también en poder estabilizar pozos con alto contenido de BSW, Agua Básica de Sedimentos, en Chichimene, Castilla y La Cira. Esto nos proporcionará los niveles de producción adecuados para llenar la brecha, pero aún tendremos que administrar los riesgos asociados a las limitaciones de la demanda para olas pandémicas adicionales o conflictos sociales en nuestras áreas operativas. Así que esa es la perspectiva para el año.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Gracias Alberto, gracias por el detalle. Si podemos responder a la siguiente pregunta, por favor.

Operador

Nuestra siguiente pregunta viene de Vicente Falanga de Bradesco.

Vicente Falanga - *Bradesco - Analista*

Gracias felipe, alberto. Felicitaciones por los esfuerzos realizados para realizar la transición a una empresa con menores emisiones. Mi pregunta fue: tenía dos. En primer lugar, lamento insistir en Castilla, pero ¿puede darnos más detalles sobre lo que efectivamente está haciendo Ecopetrol para ampliar las licencias ambientales para la disposición de aguas? ¿Estás trabajando en proyectos de riego? ¿O tienes que instalar más instalaciones para separar el aceite del agua? Y mi segunda pregunta, ¿podría brindarnos una actualización sobre el financiamiento que proporcionó Ecopetrol sobre las tarifas midstream durante la pandemia para los actores más pequeños en Colombia? ¿Cuándo espera recuperar estos fondos? ¿Y ha habido delincuencia en ese frente? Muchas gracias.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Vicente, nuevamente, gracias por la pregunta, y gracias por estar hoy aquí. Y gracias por seguir a Ecopetrol . Le voy a pedir a Alberto que nos dé, de nuevo, un poquito más de detalle sobre Castilla y lo que estamos haciendo y nuestras opiniones sobre el agua, que es parte fundamental de nuestra operación. Y luego le voy a pedir a Milena López que nos ayude con su pregunta sobre algunas de las cosas que hicimos durante el año pasado en apoyo a los pequeños productores en Colombia con respecto a las tarifas de transporte. Entonces Alberto y luego Milena, por favor.

Alberto Consuegra Granger - *Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones*

En cuanto a Castilla, como ya hemos comentado, somos muy optimistas de que vamos a poder conseguir la reactivación del permiso. Ya presentamos los trámites necesarios para ello y actualmente estamos ejecutando trabajos en la salida de disposición de agua en el río Guayuriba. Esperamos que estas obras se completen a lo largo de este mes de mayo. Y con suerte, recuperamos el permiso. Así que esa es la situación con eso. Y esperamos también que este tipo de riesgo, particularmente con la autoridad de Cormacarena, lo vamos a poder gestionar en otros campos adyacentes construyendo un pozo, una relación sana con ellos.

Así que estamos en una situación mejorada en este momento con respecto a la gestión de los problemas de eliminación de agua.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Gracias, Alberto. Milena?

Milena Lopez - *Directora, Estrategia y Finanzas-* Cenit

Buenos dias. Entonces, cuando tuvimos la situación del año pasado con precios más bajos del petróleo, tomamos una serie de medidas destinadas a ayudar a los productores principalmente desde una perspectiva de flujo de caja. Entonces, estas cosas básicamente tenían tres componentes. Teníamos condiciones de pago que permitían a los productores diferir el pago de las tarifas de transporte hasta seis meses. Esto se hizo en CENIT y sus subsidiarias. Tenemos ciertas medidas en términos de permitir cierta flexibilidad de contratos de pago más baratos en el sentido de que si no transportó durante los primeros tres o cuatro meses o si transportó volúmenes más bajos, podría compensarlos transportando volúmenes más altos en los meses siguientes en términos de dar a los productores cierta flexibilidad.

Y en ciertas partes de algunos de nuestros ductos, principalmente en CENIT , también tuvimos algunos descuentos, pero en general, la medida más importante fue permitir plazos de pago de hasta seis meses, lo que permitió a los productores suavizar su flujo de caja durante los períodos de extrema precios bajos del petróleo. Y también había algunos segmentos en los que teníamos plazos de pago de hasta 12 meses. Pero en promedio, generalmente duraban hasta seis meses.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Gracias milena. Podemos responder a la siguiente pregunta, por favor.

Operador

Nuestra siguiente pregunta viene de Andrés Duarte de Corporación Financiera.

Andres Duarte - *Corporacion Financiera - Analista*

Gracias y buenos días, no pude preguntar durante la llamada en español, así que gracias por responder mis preguntas. y por supuesto, aplausos por esos excelentes resultados. Tengo tres preguntas breves. El primero está relacionado con la producción. Mencionaste los problemas que tenías con este artículo. Y quería entender cómo se las arregló para aumentar la producción de gas en alrededor del 11% anual. Esa es la primera pregunta. El segundo está relacionado con los costos.

Hay un aumento del 52% en los productos importados. Yo quería - con respecto a la anterior P. ¿Quería entender qué explica este aumento? Y finalmente, mencionas un objetivo con respecto a la generación de energía renovable. Eso es alrededor de 400 megas para 2023. Eso es alrededor de 18 [indescifrable] capacidad, bastante grande. Entonces quería entender si esta capacidad se limita a vender para consumo o si esperabas algunos cambios regulatorios para convertirse en un actor en el mercado eléctrico local. Y nuevamente, felicitaciones por los resultados.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Andrés, gracias por estar hoy aquí con nosotros, y transmitiré el mensaje a un equipo más amplio. Nosotros realmente lo apreciamos. Entonces, en términos de gas, y voy a hablar de energías renovables, pero en términos de gas, le pediré a Yeimy Baez, nuestro vicepresidente de gas, que responda esa pregunta. En cuanto a productos, le voy a pedir a Pedro Manrique que responda esa pregunta. Y voy a comenzar con su tercera pregunta, que son las energías renovables.

Entonces, lo primero es que consumimos el equivalente a diario, el equivalente a una capacidad instalada de 800 megavatios. Y aproximadamente, aproximadamente, aproximadamente o en general, el 55% de nuestra energía proviene de la autogeneración, y el resto es energía que compramos de la red. Entonces esos son los números. Los 400 megavatios, y puedo confirmarlo, es solo autogeneración. Entonces, nuestra opinión en este momento es que continuaremos aumentando nuestra capacidad.

Hemos hablado de San Fernando, el ecoparque solar de Ecopetrol que estamos construyendo, un avance del 46% en términos de construcción, y seguiremos haciendo anuncios en el futuro en cuanto a cuándo tendremos otras cosas aterrizadas. Pero sí, continuamos con nuestros programas solares. También estamos haciendo algunas opciones geotérmicas. Y comenzamos a medir el viento cerca de Cartagena, la refinería de Cartagena. Entonces eso seguirá adelante. Así que le voy a preguntar, Yeimy, si puede contestar la primera pregunta y luego dársela a Pedro, para que pueda hablar sobre los productos importados. Yeimy?

Yeimy Baez - *Vicepresidente de Gas*

Muchas gracias Felipe y gracias Andrés por tu pregunta. Como mencionó, la producción de gas aumentó aproximadamente un 12% en el primer trimestre de 2021 en comparación con el mismo período en 2020. Bueno, los principales impulsores que nos permiten entregar estos resultados fueron, en primer lugar, aumentamos la producción en nuestros activos ubicados en el área de estribaciones principalmente en Cupiagua, Pauto y Florena, y fue de alrededor de 8.000 barriles equivalentes por día.

Esto se debe al aumento de la eficiencia operativa en nuestras plantas de gas, pero también a que pudimos materializar ventas adicionales para la generación de energía en Japón. Bueno, en segundo lugar, nosotros ... estos resultados también reflejan la renuncia a la licencia de Equion. La transición con Equion ha funcionado realmente bien y estamos siendo capaces de preservar el valor y la producción de esos activos. Y finalmente, por supuesto, también estamos entregando el valor esperado de las adquisiciones de activos de Guajira por parte de Hocol.

Y esto en realidad nos está llevando a posicionar a Hocol en una posición mejor, como un productor importante en la costa del Caribe. Bueno, estos dos últimos efectos son aproximadamente 13 barriles equivalentes por día, por lo que también fueron bastante significativos. Decir que es importante saber que de todos modos, durante el primer trimestre, nos enfrentamos a un desafío importante en términos de demanda, especialmente en el uso de movilidad del gas natural relacionado con la pandemia, y seguimos viendo cómo podemos gestionar esos efectos. que esperamos continuar durante el resto del día. Y por supuesto, estamos comprometidos con tener el gas que se requiere para la industria económica en Colombia. Muchas gracias, Andrés.

Pedro Fernando Manrique Gutierrez - *Vicepresidente Comercial y Marketing*

Gracias, Felipe. Y gracias Andrés por tu pregunta y por tu interés en Ecopetrol . Voy a responder en primer lugar a su pregunta sobre los incrementos en los productos importados en el primer trimestre de este año, 2021. En primer lugar, somos importadores netos de gasolina. Y la primera razón por la que estamos viendo ese aumento es porque teníamos un programa de mantenimiento en nuestro sistema de refinería y principalmente en Barrancabermeja, la FCC y las unidades de alquilación estaban en mantenimiento.

Entonces eso requirió importaciones adicionales. Y la segunda razón por la que tuvimos ese aumento es porque, como Felipe mencionó anteriormente, el primer trimestre de 2021, la demanda local se recuperó en realidad a niveles más altos en gasolina a niveles prepandémicos. Entonces, el promedio que tenemos en este trimestre fue de 124 KBD frente a los 150 KBD que teníamos en los niveles prepandémicos. Así que en realidad la recuperación nos hizo importar más gasolina. Entonces eso es básicamente lo que está impulsando ese aumento en la importación de productos. Gracias.

Jaime Caballero Uribe - *Director financiero*

Gracias pedro y gracias por la pregunta. ¿Podemos tomar el siguiente por favor?

Operador

Nuestra siguiente pregunta proviene de Lily Yang de HSBC.

Lily Yang - *HSBC - Analista*

Hola, es bueno verlos a todos. Gracias por aceptar mi pregunta. Una de ellas es, ¿puede darnos alguna, muy rápido, alguna implicación de las diferentes propuestas de reforma tributaria para Ecopetrol o para el sector petrolero por lo que nos puede brindar hasta ahora? Sí, sabemos que esta propuesta parece ser mucho menos estructural, pero aún significaría quizás unos COP14 billones en más ingresos para el tesoro. Y solo quería asegurarme de que no haya nada sobre el aumento de impuestos en el sector petrolero, ¿verdad?

Así que es muy rápido. Y otra pregunta es sobre la política de precios de los combustibles, sigue siendo la paridad de exportación incluso cuando el país importa. Entonces, ¿ve algún espacio para ver el cambio del modelo de precios hacia el internacional, pero la paridad de importación en el corto plazo o cuál es el estado de esta discusión allí? Y si puedo agregar una tercera pregunta, está a mitad de camino. ¿Alguna noticia sobre la caminata para la revisión de tarifas para los gasoductos en el lado del combustible y sobre el gasto de capital de crecimiento?

Usted indicó que el Ministerio de Energía está saliendo con más indicaciones de dónde necesitarían ver más inversiones. Entonces, si nos puede dar una idea sobre el estadio de las inversiones de capital en qué áreas, ¿cuándo, porque, en nuestra opinión, este negocio ofrece rendimientos atractivos e [indescifrable]? Gracias.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Gracias, Lily, y es bueno tenerte aquí en la llamada. Como siempre, gracias por seguir a Ecopetrol . En cuanto a las reformas tributarias, entonces lo primero es que formalmente, el proyecto de reforma tributaria que se presentó al Congreso debe ser retirado oficialmente del Congreso hoy. Entonces, aunque el gobierno ha dicho que tomará, o básicamente retirará el proyecto y se abstendrá de que se discuta en el Senado y la cámara, el retiro oficial del proyecto solo ocurrirá hoy.

Entonces, Lily, es que no hay, todavía no hay ningún proyecto que reemplace al proyecto original. Entonces, desde ese sentido, cualquier cosa que digamos en este momento estaría en el ámbito de la especulación. Por lo tanto, no será bueno, no podemos emitir ningún juicio porque aún no hay ningún proyecto. Así que creo que probablemente sea una mejor forma de decirlo. Y obviamente, tan pronto como tengamos una propuesta, un borrador o un proyecto que comience a avanzar en el Congreso, tendremos que hacer nuestra evaluación.

Así que ahí es donde lo dejaría. En cuanto a la claridad del precio del combustible, le voy a pedir a Pedro que nos dé la vista o más detalles, pero hasta donde sabemos en este momento, las políticas permanecen sin cambios. Y eso es algo que continuaremos haciendo. Y le pediré a Pedro que nos dé algunas opiniones breves sobre eso. Y en términos de midstream, le pediré a Milena que nos brinde algunas actualizaciones sobre sus preguntas. Entonces Pedro, si puedes darnos un poco más de color sobre la paridad del precio del combustible y luego Milena, ¿por favor?

Pedro Fernando Manrique Gutierrez - *Vicepresidente Comercial y Marketing*

Está bien. Seguro, Felipe. Lilyanna, gracias por tu pregunta. Sí, ciertamente, el gobierno ha estado considerando esta idea de pasar de la paridad de exportación a la paridad de precios de importación, principalmente para la gasolina. Básicamente, nos estamos preparando porque eso significa que habrá plena competencia y combustibles aquí en Colombia. Entonces, como grupo, hemos estado trabajando durante un tiempo, pero obviamente, esta es una decisión del gobierno.

Y la configuración de la discusión es que solo estamos esperando que se tome esa decisión y, nuevamente, lo que estamos haciendo de nuestro lado es simplemente prepararnos y prepararnos para esa decisión que podría beneficiarnos, pero no vemos en un futuro cercano que el gobierno tome esa decisión debido a las condiciones actuales en el país.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Milena?

Milena Lopez - *Directora, Estrategia y Finanzas-* Cenit

Lily, gracias por tu pregunta. Entonces, cuando miramos la regulación en el lado de la tubería de productos refinados, como recordarán, nuestro regulador aquí es CREAG, que es la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Y en febrero de este año emitieron uno de sus decretos, que en realidad establece la metodología para calcular el costo promedio ponderado de capital que debe aplicarse al cálculo de tarifas para oleoductos refinados.

Y básicamente, lo que hicieron en este decreto fue alterar la forma en que se calculan un par de entradas en la fórmula, cambiando las fuentes y cambiando los períodos de tiempo durante los cuales se promedian. Así que no hay grandes cambios allí. Y cuando usamos este formulario y lo calculo, obtenemos un costo de capital promedio ponderado que se aplicará al negocio de la tubería para el producto refinado que va a estar entre el 12,3% y el 12,8%. Esta es una tasa denominada en pesos. Es una tasa real y es una tasa antes de impuestos.

La otra cosa que es importante y es parte de la razón por la que les doy un rango en lugar de un número exacto es que se ha establecido la metodología para calcular el WAC. Sin embargo, el WAC solo entra en vigencia una vez que se recalculan las tarifas y las tarifas solo se recalculan cuando tenemos una nueva metodología para las tarifas. Entonces el gobierno también - o el CREAG, perdón, también ha anunciado que emitirán para comentarios de todas las partes interesadas, la nueva fórmula y la nueva metodología para el cálculo de tarifas en el pipeline de productos refinados en la segunda mitad de este año. Entonces, una vez que se publique, el mercado tendrá la oportunidad de interactuar con el CREAG en términos de comentarios y cosas por el estilo.

Y luego, eventualmente, una vez que entre en vigencia y se emita oficialmente, en ese momento, se utilizará esa nueva metodología para calcular las tarifas, y se utilizará este nuevo costo promedio ponderado de capital, que en ese momento, esperamos estar entre el 12,3% y el 12,8%. Así que eso está del lado de WAC. Y además, obviamente, esta tasa también sería el costo promedio ponderado de capital que estaría remunerando nuevas inversiones. Y el otro decreto que emitió el Ministerio, y este fue publicado para comentarios, por lo que aún no se ha emitido formalmente, fue el plan de expansión de toda la red de oleoductos de productos refinados.

Y lo que ha sugerido el Ministerio es que está buscando aumentar la capacidad en ocho de los sistemas que operamos actualmente. Esperan que esta mayor capacidad esté lista en diferentes períodos de tiempo. Entonces, hay proyectos que tienen como objetivo estar listos para fines del próximo año y luego algunos proyectos que se extienden hasta el 2036. Así que es un plan a largo plazo. Hemos comenzado a analizar muchos de estos proyectos. Un par de ellos eran proyectos en los que estábamos trabajando antes. Algunos de ellos son diferentes. Así que les estoy dando un orden de magnitud vago, pero esperamos que este plan de expansión esté entre $ 400 millones y $ 500 millones en inversiones en términos de aumentar la capacidad del oleoducto para el país.

Además de esto y no específicamente en el negocio de oleoductos, pero muy relacionado con él, el CREAG ha estado trabajando en la posibilidad de organizar la regulación. Para que pueda tener reservas estratégicas de productos refinados en todo el país. Y eso es algo en lo que están trabajando, pero eso aún no se ha publicado para comentarios. Así que esas son algunas de las vías que vemos para aumentar la capacidad y el crecimiento en el sector de los oleoductos. Sin duda, es algo que estamos mirando y en lo que estamos muy interesados, en línea con sus comentarios en términos de inversiones bien remuneradas con poco riesgo por parte de la demanda. Así que ciertamente es algo en lo que estamos trabajando en el segmento midstream.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Gracias Milena, ¿podemos contestar la siguiente pregunta por favor?

Operador

Nuestra siguiente pregunta proviene de Barbara Halberstadt de JPMorgan.

Barbara Halberstadt - *JPMorgan - Analista*

Hola buenos días. Gracias por la llamada. Mi pregunta está relacionada con las calificaciones. De hecho, Ecopetrol ha visto que los desarrollos recientes en Colombia están presionando la calificación soberana. Entonces me preguntaba si la compañía ha discutido con las agencias calificadoras, alguna posibilidad de que, en el caso de una rebaja de Colombia a una calificación de no IG, Ecopetrol mantenga su calificación de IG, si esa ha sido una discusión que ha tenido. ¿Algún color sería útil?

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Gracias, Barbara. Y eventualmente, cualquier movimiento en términos de esa calificación de no IG podría afectar a Ecopetrol . Ahí es donde comenzaría, pero le voy a pedir a Yeimy que les dé todo el color que requiera porque, obviamente, es un tema que es relevante para nosotros y para ustedes. Así que Yeimy.

Yeimy Baez - *Vicepresidente de Gas*

Barbara, gracias por tu pregunta. Entonces, creo que los principios para rodear esto, el primer principio es, por supuesto, que solo podemos enfocarnos en administrar nuestra calificación independiente, y creo que la conversación con las agencias sobre esto comenzó hace mucho tiempo. Durante los últimos años, hemos estado en eso. Claramente, el vínculo con el soberano es una consideración fundamental en nuestra calificación. No puedo subestimar eso. Y en ese grado, cualquier cambio en el soberano probablemente afectará nuestra calificación, correcto, probablemente afectará nuestra calificación.

Ese es nuestro entendimiento. Y creo que es justo expresarlo como tal. Dicho esto, creo que hay una serie de cosas que están a nuestro favor, una serie de factores que están a nuestro favor y que las agencias están reconociendo. En primer lugar, claramente, nuestro coeficiente de apalancamiento y los niveles de deuda en su conjunto probablemente se encuentran en el primer nivel del sector. Tenemos mucho margen para la deuda en el contexto del sector en el que operamos.

En segundo lugar, creo que la mejora de las perspectivas de precios está cambiando fundamentalmente la visión del sector. Y en tercer lugar, los resultados que estamos mostrando están demostrando el tipo de capacidad que tiene Ecopetrol para recuperarse de la volatilidad, ¿verdad? Y si nos fijamos en nuestro EBITDA por barril para el primer trimestre es probablemente uno de los más altos del sector de petróleo y gas en el sector internacional de petróleo y gas. Así que todas esas cosas están ahí y juegan a nuestro favor.

¿Cuál será el resultado de esto? No lo sabemos. Creo que debemos monitorear la situación durante las próximas semanas y meses, la volatilidad también será un factor. Veremos a dónde va eso, pero mi mensaje aquí es que nos estamos enfocando en las variables que podemos controlar. Y en esos, estamos en una mejor posición que hace quizás tres, cuatro, seis meses. Gracias.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Gracias jaime. ¿Podemos pasar a la siguiente pregunta, por favor?

Operador

Nuestra siguiente pregunta viene de Carlos Rodríguez de [Fonético].

Carlos Rodríguez - *[Fonético] - Analista*

Buenos días a todos, tengo dos preguntas. El primero está más enfocado a largo plazo. Para una empresa de petróleo y gas, ¿qué significa exactamente el enunciado de emisiones netas 0? Quiero decir si esos ingresos no vendrán del petróleo y el gas y de que Ecopetrol se convierta en una empresa de otra industria. Y mi segunda pregunta se centra en los enfoques a corto plazo, el impacto de la situación actual en Colombia y si las ventas locales se dividirán e impactarán. ¿Y si las ventas internacionales deben compensarse para mantener el número total de ventas de crudo y productos? Gracias.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Gracias Carlos y gracias por estar hoy aquí con nosotros. Y un par de cosas. Uno, y comenzaré con la segunda pregunta en términos del impacto de la situación actual. Mencioné en mis comentarios cuando abrimos la sesión de preguntas y respuestas que obviamente, estamos trabajando muy de cerca con el gobierno, con el Ministerio de Minas y Energía y otras autoridades para asegurar que pueda haber entregas de, quiero decir , es comida, se trata de medicina. Se trata de combustibles a diferentes partes del país.

Y como bien sabes, Carlos, hay diferentes situaciones en diferentes partes del país. Algunos de ellos son más complicados en términos de logística y la capacidad de proporcionar a través de la cadena de valor y la logística, los productos a las personas que los necesitan. Entonces, dependiendo de cuánto tiempo lleve esto, podría tener algún impacto, pero como bien señalará, tenemos cierta flexibilidad en términos de dónde colocamos nuestros productos. Y pudimos hacer eso el año pasado, a pesar de que tuvimos algún impacto, pero nos ajustamos muy rápido en términos de mercados y desviamos algunos productos y algo de crudo en particular a los mercados de exportación cuando no pudimos colocarlos en el nuestro. refinerías.

Mi deseo Carlos, estoy hablando ahora como ciudadano de Colombia, no como Director General de la empresa, espero que prevalezca el sentido común, que la gente pueda entender que todavía estamos en medio de la crisis del COVID y que la protección de la vida y la salud en paralelo con la recuperación de la economía es absolutamente primordial y fundamental. Así que, con suerte, podemos ver algún progreso en ese sentido. Pero continuaremos operando en términos de nuestros propios compromisos para asegurar que podamos proporcionar los combustibles y la energía a la gente. En términos de largo plazo y nuestro anuncio de cero emisiones netas, dos cosas que quiero resaltar.

Lo primero es que significa que reduciremos nuestras emisiones. Y hemos hecho un trimestre a trimestre durante los últimos años, hemos destacado nuestro progreso en términos de cómo realmente estamos reduciendo nuestras emisiones. Entonces, si piensa en dónde estábamos en 2019 y emitimos 13,5 millones de toneladas de CO2 equivalente ese año. Si no hubiéramos hecho nada y no hubiéramos tomado ninguna medida, la tendencia significaría que para 2030 ese 13,5% se habría convertido en 16 millones de toneladas, el punto número uno. Con las acciones que estamos tomando, significa que el 13,5% que habría sido el 16% en realidad sería de 10 millones de toneladas para el 2030. Así que el punto número uno.

Punto número dos, que 10 millones de toneladas se convertirán en 0 en 2050. Así que solo quería dar una pequeña explicación adicional. ¿Significa eso que no seremos el negocio del petróleo y el gas? Definitivamente no. Continuaremos trabajando en el negocio del petróleo y el gas. Y hemos mencionado que lo primero que necesitamos para proteger lo que estamos haciendo hoy, pero necesitamos ser más eficientes. Y es absolutamente fundamental que a través de procesos, a través de la tecnología, a través de diferentes cosas, innovación y tecnología, en particular, sigamos siendo muy competitivos. Entonces el punto número uno.

Punto número dos, diversificaremos. Y eso significa, por ejemplo, la posible adquisición de ISA a la que hemos hecho referencia. La tercera cosa es la descarbonización. Y significa que usaremos la tecnología existente mientras continuaremos evaluando la tecnología en curso que se está desarrollando para garantizar que podamos reducir nuestras emisiones. Entonces, en pocas palabras, no cambiaremos el sector. Seguiremos siendo una empresa de petróleo y gas, pero creo que hay que pensar en Ecopetrol como una empresa comprometida con la transición energética, no todos los caminos para la transición energética son iguales para todas las empresas, pero al final, estoy convencido. verá un Ecopetrol diferente .

Ecopetrol ha demostrado que podemos transformarnos. La gente nos dice, mira, has avanzado bastante rápido en términos de tus puntos de vista, tus ambiciones, tus compromisos, y seguiremos haciéndolo. Y decía antes en una de las otras preguntas que hay dos cosas que son fundamentales en términos de megatendencias: la primera, la descarbonización; el segundo, electrificación. Así que creo que es más o menos donde veremos.

Pero definitivamente, no nos vamos a salir del sector. Protegeremos lo que hacemos. Seguiremos siendo más eficientes. Diversificaremos, descarbonizaremos y apalancaremos - usaremos como palanca nuestra agenda TESG; nuestra tecnología, nuestra agenda ambiental, social y de gobernanza. Gracias por el interrogatorio. ¿Podemos pasar al siguiente por favor?

Operador

Nuestra siguiente pregunta proviene de Anne Milne de Bank of America.

Anne Milne - *Bank of America - Analista*

Buenos dias. Felicitaciones por el sólido EBITDA en el trimestre. Y también es un ejemplo destacado en la adopción de muchos estándares TESG globales. Espero que este sea un ejemplo para otras empresas del sector en Colombia. Solo quiero confirmar eso, creo que las cifras de las que hablaste indican que tienes $ 600 millones en inversiones en este frente durante el próximo, a lo largo de tus planes comerciales, pero el próximo, supongo, este año y los próximos dos años.

Y en el futuro, ¿será igual o estima que aumentará o disminuirá? Y luego, Jaime, si pudieras comentar si hay alguna actualización sobre el ejercicio de gestión de pasivos [indescifrable] independientemente de no saber cuál será la fórmula para ISA si esa transacción se concreta. Muchas gracias.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Gracias, Anne, y gracias por la pregunta y gracias por estar aquí. Sí, hemos hablado de COP 600 millones en términos de nuestra agenda de descarbonización para el período 2021-2023. Eso no ha cambiado y ese es nuestro compromiso. En cuanto a lo que viene después de eso, creo que, como decía, se han definido algunos de los elementos del camino de la transición energética, pero creo que todavía hay espacio para nuevas innovaciones, nuevas tecnologías.

Hay otras cosas que estarán sobre la mesa para que las tomemos y desarrollemos. Por lo tanto, a medida que sigamos brindándoles actualizaciones sobre dónde nos encontramos en nuestro próximo plan de negocios, 2022-2024, cuando sea que llegue, podremos brindarles o a medida que avancemos algunos detalles adicionales. Pero en pocas palabras, aún quedan por definir inversiones adicionales por encima de los $ 600 millones. Entonces creo que eso es lo primero. Y en cuanto a tu segunda pregunta, Jaime, ¿quieres aceptar eso?

Jaime Caballero Uribe - *Director financiero*

Anne, en lo que respecta a la gestión de pasivos, el marco amplio para responder a su pregunta lo ha proporcionado Felipe al principio, que es que tenemos múltiples fuentes de financiamiento para una eventual transacción que involucre a ISA. Y la combinación de fondos asociados a eso aún no se ha determinado, y dependerá de las condiciones finales de la transacción, las condiciones del mercado y, por supuesto, nuestra propia posición de efectivo. En ese amplio contexto, lo que puedo decirles sobre la gestión de pasivos es que es una opción.

Es una opción. Claramente, no requerimos financiamiento para nuestro plan orgánico, pero en el contexto de una transacción eventual que podríamos hacer, podríamos optar por aprovechar una ventana de mercado para realizar alguna forma de gestión de pasivos. No puedo brindarles más detalles al respecto en esta etapa, aparte de que es una opción que permanece abierta. Gracias.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Gracias jaime. Si podemos pasar a la siguiente pregunta, por favor.

Operador

Nuestra siguiente pregunta proviene de Andrew De Luca de T. Rowe Price.

Andrew De Luca - *T. Rowe Price - Analista*

Hola, gracias por la pregunta. La mayoría de mis preguntas han sido respondidas, pero quería volver a algo anterior. En términos generales, ¿qué podría hacer el sector del petróleo y el gas para respaldar la situación fiscal de Colombia? Solo estoy tratando de entender, en el pasado, si ha habido discusiones sobre cómo influir en impuestos más altos en el sector del petróleo y el gas de manera más amplia. ¿Y ya sea en forma de impuestos o regalías? Sé que no se puede hablar de algo que aún no ha ocurrido, pero ¿sería útil algún tipo de información sobre las discusiones pasadas?

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Gracias, Andrew, y gracias por estar aquí hoy. Y lo primero que diría, y hemos hecho varios comentarios al respecto. Y creo que lo primero que podemos hacer es asegurarnos de tener la mejor operación posible en términos de seguridad, eficiencia, operación ética, y ese es nuestro compromiso desde Ecopetrol . Nos vemos a nosotros mismos como ... ser parte de la columna vertebral de la recuperación de esta situación muy, muy complicada.

Cuando ve algunos de los anuncios que fueron hechos recientemente por el gobierno con más del 40% de los colombianos por debajo de la línea de pobreza, por ejemplo, es - para ustedes que siguieron esto y que tienen una conexión con el país, significa que podemos han retrocedido años en términos de sacar a la gente de la pobreza y brindar oportunidades. Así que creo que, desde nuestro punto de vista, lo mejor y lo que tenemos que hacer es asegurarnos de que cumplimos, sabes que tenemos un buen desempeño.

Y creo que los resultados del 1T son un muy, muy buen comienzo en ese camino. Y hay cosas, como estás mencionando, eventualmente en torno a los dividendos. Tenemos mejores resultados. Existe una política de dividendos muy completa, y la AGM debería decidir al respecto. Pero claramente, si hay más o mejores resultados en términos de ingresos, los impuestos ayudarán. Y si hay mejores precios del petróleo y las producciones en el rango que hemos estimado y que hemos señalado, podría haber más regalías.

Entonces creo que eso es parte. Lo único que podría, diría Andrew, es que además de todo eso, hay muchas cosas que hacemos en las regiones con nuestras inversiones, con nuestra presencia. Tenemos, para su contexto, cuando estuvimos en abril, mayo, solo tenemos unos 45 frentes de trabajo en Colombia. Hoy, está más cerca de 300 frentes de trabajo solo para mostrar la relevancia del lugar donde operamos. Estamos en todas partes del país, tenemos presencia y eso ayuda en términos de bienes y servicios y compras de la comunidad local.

Entonces, hay un papel más amplio que podemos desempeñar en términos de Ecopetrol . Así que sí, una pregunta muy, muy importante, obviamente, nosotros, como mencioné anteriormente, creo que fue para Lily, tal vez, continuaremos monitoreando el progreso en torno a una posible reforma fiscal y la reforma fiscal. Y Andrew, los mantendremos informados cuando tengamos algo que se presente formalmente y comience a discutirse, podremos evaluar algún impacto. Entonces, pero gracias por eso. Me pregunto si hay alguna pregunta adicional.

Operador

No más preguntas.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Bueno. Entonces, antes de terminar, me gustaría preguntarle a Alberto si podemos abordar la pregunta de Frank con respecto a Quifa. Entonces, Alberto, si puedes darnos algunas opiniones sobre Quifa, cerraré la llamada. Gracias.

Alberto Consuegra Granger - *Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones*

Si. Felipe, nuestro socio y operador en el campo Quifa ha reducido voluntariamente la producción. Eso es aproximadamente 2,600 barriles netos de Ecopetrol por día, ya que busca identificar opciones adicionales de eliminación de agua. Por lo tanto, evitar impactar las presiones de los yacimientos que eventualmente podrían afectar a una mayor producción. Por lo que estas opciones han sido identificadas y llevadas a discutir en el Comité Ejecutivo de la asociación y serán ejecutadas durante el segundo y tercer trimestre de este año. Entonces, en ese momento, deberíamos esperar ver una recuperación en los niveles de producción anteriores.

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Gracias, Alberto. Gracias por darle esa respuesta a Frank. Así que gracias nuevamente por estar aquí hoy con nosotros en nuestra llamada de resultados del primer trimestre de 2021. Agradecemos su presencia. También valoramos que sigas a la empresa, y como hemos dicho en muchísimas ocasiones antes, valoramos los desafíos, los retrocesos, los comentarios, las reflexiones que haces.

Nos ayuda en términos de mejorar parte de la forma en que nos comunicamos y compartimos nuestras opiniones y resultados, pero también puede ayudarnos a comprender mejor algunas otras cosas sobre nuestro negocio y desempeño y especialmente cómo ustedes lo ven desde el exterior. Así que gracias de nuevo por estar aquí hoy y por favor mantente a salvo. Muchas gracias y que tengas un gran día.

Operador

[Comentarios de clausura del operador]

Duración: 109 minutos

Participantes de la llamada:

Felipe Bayon Pardo - *Consejero Delegado*

Alberto Consuegra Granger - *Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones*

Jaime Caballero Uribe - *Director financiero*

Walter Canova - *Vicepresidente de Refinación*

Milena Lopez - *Directora, Estrategia y Finanzas-* Cenit

Yeimy Baez - *Vicepresidente de Gas*

Pedro Fernando Manrique Gutierrez - *Vicepresidente Comercial y Marketing*

Ricardo de Rezende - *JPMorgan - Analista*

Luiz Carvalho - *UBS - Analista*

Frank McGann - *Bank of America - Analista*

Guilherme Levy - *Morgan Stanley - Analista*

Rodrigo Almeida - *Santander - Analista*

Vicente Falanga - *Bradesco - Analista*

Andres Duarte - *Corporacion Financiera - Analista*

Lily Yang - *HSBC - Analista*

Barbara Halberstadt - *JPMorgan - Analista*

Carlos Rodríguez - *[Fonético] - Analista*

Anne Milne - *Bank of America - Analista*

Andrew De Luca - *T. Rowe Price - Analista*

Más análisis EC

Todas las transcripciones de llamadas de ganancias

AlphaStreet
TRANSCRIPTS PROVIDED BY