

LLAMADA DE RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS GRUPO ECOPETROL 4T 2020

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

Damos la Bienvenida a todos los participantes a esta llamada de conferencia en la que se presentarán los resultados financieros y operativos del cuarto trimestre y 2020 y el plan de negocios de 2021 a 2023. En este momento, todos los participantes se encuentran en silencio. Al final de la presentación, se llevará a cabo una sesión de preguntas y respuestas.

Antes de comenzar, es importante mencionar que los comentarios de la alta gerencia de Ecopetrol incluyen proyecciones sobre el desempeño futuro de la empresa, las cuales no constituyen ningún compromiso de resultados futuros ni tampoco consideran riesgos o incertidumbres que pudiesen materializarse. En consecuencia, Ecopetrol no asume ninguna responsabilidad en el evento que los resultados futuros sean diferentes a las proyecciones mencionadas durante esta llamada.

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

Señor Bayón, puede comenzar.

Felipe Bayón: Quiero darle la Bienvenida a todos los que nos acompañan en el día de hoy en esta presentación de los resultados operacionales y financieros del cuarto trimestre y el balance del año 2020, así como la actualización del plan de negocios para los tres próximos años, en este caso, 2021-2023.

El año 2020 será recordado sin duda, como el año más difícil que el mundo ha enfrentado en las últimas décadas, donde se conjugó una crisis de oferta y demanda en medio de los esfuerzos para contener una pandemia.

En Ecopetrol:

- Conformamos comités de crisis y mantuvimos la operación con el mínimo vital operativo, asegurando los combustibles requeridos en el país;
- Diseñamos e implementamos rápidamente un plan de acción para reactivar de manera gradual nuestras operaciones bajo estrictos protocolos de bioseguridad;
- Trabajamos con innovación y con tecnología gracias a los avances previos de nuestra transformación digital;
- Actualizamos el plan de negocios 2020-2022, respondiendo así a la crisis de manera oportuna;
- Destinamos aportes por más de 88.000 millones de pesos para beneficio de los colombianos en atención a la emergencia social y de salud generada por la pandemia;
- Priorizamos la protección de reservas y producción;
- Aceleramos la implementación de la SostTECnibilidad al interior de la Compañía y en nuestra estrategia;
- Avanzamos en la consolidación del gas como mecanismo de crecimiento apalancador de la transición energética, incrementando nuestras operaciones en el Piedemonte

Llanero y logrando un acuerdo con Shell para trabajar conjuntamente en la provincia gasífera Costa Fuera en el Caribe Colombiano;

- Firmamos el primer contrato especial de proyectos de investigación (CEPI) con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, habilitando el inicio de la etapa de licenciamiento y alistamiento para el desarrollo del Proyecto de Investigación Integral en yacimientos no Convencionales, Kalé, en Puerto Wilches, Santander.

Vamos, por favor, a la siguiente diapositiva.

Ecopetrol, gracias al compromiso de todos nuestros colaboradores, logró afrontar satisfactoriamente estos desafíos, probando su resiliencia y flexibilidad para adaptarse a un ambiente adverso y volátil, evidenciando una recuperación operativa y financiera gradual responsable, priorizando siempre el compromiso con la vida en nuestras operaciones.

En el año 2020, el Grupo Ecopetrol alcanzó un EBITDA de 16.8 billones de pesos y una utilidad neta de 1.7 billones de pesos, destacándose por sus resultados financieros positivos en un año caracterizado por grandes pérdidas a lo largo de todo el sector de petróleo y gas.

Pasemos ahora a la siguiente diapositiva para ver algunos aspectos del entorno de mercado.

El año 2020 se caracterizó por una alta volatilidad. El precio promedio del Brent disminuyó 21 dólares por barril en comparación con el año 2019, negociándose incluso por debajo de los 20 dólares por barril durante el momento más crítico de la crisis.

La canasta promedio de Ecopetrol se ubicó en 39.6 dólares por barril en el año 2020, disminuyendo así 35% frente al año anterior; sin embargo, nuestra sólida estrategia comercial soportada en la diversificación de destinos y el mejor balance mundial de oferta y demanda de crudo observado en la segunda mitad del año permitió una recuperación sostenida en los precios.

Para el primer trimestre del año 2021, esperamos un repunte en los volúmenes del orden del 12.5% en un entorno de recuperación económica gradual donde aún persiste la incertidumbre.

Ahora le doy la palabra a Alberto Consuegra, quien nos hablará sobre los principales logros operativos del año 2020.

Alberto Consuegra: Gracias, Felipe.

En el frente exploratorio, perforamos 18 pozos durante el 2020, de los cuales, tres fueron exitosos, seis fueron declarados secos y nueve se encuentran en evaluación. Al cierre de diciembre, cuatro pozos más se encontraban en perforación, y serán finalizados durante el año 2021.

Ante el éxito de los pozos exploratorios y delimitadores, se espera declarar la comercialidad de Gato do Mato en 2022, para habilitar la incorporación de las primeras reservas en el mismo año e iniciar producción hacia el 2025.

El pozo Arrecife 3 continuará con las pruebas extensas y las ventas de gas a Cerromatoso, y en el caso del Pozo Cayena Sidetrack 1, se llevarán a cabo las actividades de delimitación y la declaratoria de comercialidad en caso de éxito a finales de 2021.

La producción acumulada de activos exploratorios incrementó frente al año anterior, alcanzando 4.300 barriles equivalentes por día.

En el 2020, la producción del Grupo Ecopetrol fue de 697.000 barriles de petróleo equivalente por día, acorde a la meta de producción establecida. El gas natural aportó el 17 % de la producción anual, presentando un incremento del 3 % en el volumen producido frente al año anterior.

En el cuarto trimestre de 2020, la producción fue de 694.000 barriles de petróleo equivalente por día, presentando una recuperación de 13.000 barriles de petróleo equivalente por día con respecto al trimestre anterior.

El negocio del gas acumulado a diciembre aportó más del 30% del EBITDA del segmento *upstream*. Igualmente, su margen EBITDA se mantiene en niveles superiores al 50% como resultado de estrategias comerciales que permitieron maximizar los volúmenes de ventas.

Destacamos la reducción de quemas rutinarias de gas a un nivel de 21.7 millones de pies cúbicos día a diciembre de 2020, aportando al compromiso de reducción de emisiones del 20% al 2030, con una reducción estimada de 600.000 toneladas de CO2 equivalente por año, así como los 771 usuarios que se conectaron durante el 2020 mediante el Programa de Gas Social en el país.

El volumen transportado de crudos y refinados en el cuarto trimestre de 2020 incrementó frente al tercer trimestre de 2020, evidenciando una recuperación del consumo de refinados con volúmenes incluso superiores a los transportados previos a la pandemia. En línea con la menor producción del país y la contracción de la demanda de productos refinados, el volumen anual disminuyó en un 12%.

Durante el 2020, gracias a la estrategia operativa del oleoducto Caño Limón Coveñas, no se realizaron ciclos de reversión del oleoducto Bicentenario, siendo el primer año en el que no se hace uso de esta alternativa contingente desde su habilitación en 2017.

Por su parte, el segmento de refinación tuvo un desempeño competitivo en medio de la peor coyuntura del sector en muchos años gracias a la estabilidad operativa de todas las unidades de negocio y un enfoque estricto en valor.

Se destaca también el avance en la senda de calidad de combustibles, logrando una producción de gasolina con un menor contenido promedio de azufre, anticipándonos a la regulación que entrará en vigor próximamente. Durante el 2020, la refinería de Cartagena produjo gasolina con calidad menor a 30 partes por millón de azufre y en la refinería de Barrancabermeja se anticipa la producción de gasolina por debajo de 50 partes por millón desde el mes de noviembre.

Durante el cuarto trimestre, el segmento continuó mejorando sus resultados y las refinerías alcanzaron una carga consolidada de 355.000 barriles por día, la mayor del año. Lo anterior permite evidenciar que mantenemos la confiabilidad de nuestras operaciones ante los retos que trajo consigo el 2020.

Vamos a la siguiente lámina para hablar sobre el balance de reservas.

Al cierre de 2020, las reservas 1P de Ecopetrol fueron de 1,770 millones de barriles de petróleo equivalente, reflejando una disminución del 6.5% respecto a las reservas registradas al cierre de 2019. Dichas reservas corresponden en un 71% a líquidos y 29% a gas.

El impacto directo de menores precios representó una reducción de cerca de 215 millones de barriles equivalente de reservas probadas. Lo anterior fue compensado parcialmente por los resultados de nuevos proyectos de perforación en diferentes campos, que permitieron una adición de 114 millones de barriles de petróleo equivalente, y el buen desempeño en producción y optimización de variables técnico-económicas, con revisiones positivas por 30 millones de barriles de petróleo equivalente.

De igual forma, gracias al aumento de reservas probadas en el campo Rubiales y a las comercialidades de los descubrimientos de los campos Ixos en el Golfo de México y Andina en Colombia se adicionaron 43 millones de barriles de petróleo equivalentes.

El aporte de incorporación de reservas probadas por recobro mejorado en 2020 fue de 113 millones de barriles de petróleo equivalente y fue el resultado de la continuación de la inyección de agua principalmente en los campos Chichimene, Castilla, La Cira-Infantas, Apiay-Suria y Yariguí-Cantagallo. En cuanto a inyección de gas, los activos que aportaron a la incorporación por recobro fueron Cupiagua y Cusiana.

Cerramos el 2020 con un índice de reposición de reservas del 48% y una vida media de reservas de 7.5 años. El plan de inversiones busca recuperar la senda de crecimiento y retornar al remplazo de reservas, alcanzando un índice de reposición de reservas de 100% en el 2022, gracias a las actividades planeadas para la recuperación de reservas, como la gestión técnica, la optimización financiera de activos y diferentes proyectos de inversión de la Compañía.

Vamos a la siguiente lámina.

En el cuarto trimestre del 2020, nos fue adjudicado el Contrato Especial de Proyecto de Investigación (CEPI) para el proyecto piloto Kalé.

Este proyecto comprende la construcción de una plataforma de aproximadamente 4.5 hectáreas a 3.6 kilómetros del casco urbano de Puerto Wilches, en donde se perforará un pozo al que se le aplicará la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con perforación horizontal – FHPH, bajo un programa de monitoreo riguroso y el uso de tecnologías y metodologías de mínimo impacto, que aseguren la protección del medio ambiente y la salud de las comunidades del área de influencia, con la participación de la comunidad en el monitoreo y seguimiento del mismo.

El proyecto se encuentra en la primera fase, la cual consiste en adelantar los trámites de consecución de licenciamiento ambiental ante los entes responsables a través del monitoreo de líneas bases locales y regionales en materia ambiental, de salud y sismicidad, así como el desarrollo de un completo plan de relacionamiento en el país y con las instituciones y comunidades.

En cuanto a nuestras actividades en la cuenca del Permian, luego de reactivar operaciones en julio, el 2020 terminó con 22 pozos en producción y 22 pozos adicionales ya perforados, que esperamos completar en el primer trimestre de 2021. Así mismo, se cerró el año con una producción promedio de 5.200¹ barriles equivalentes por día netos para Ecopetrol, previos a regalías, y una inversión de 185 millones de dólares.

Con los niveles de producción y las eficiencias obtenidas en 2020, Permian generó un EBITDA acumulado de 20.7 millones de dólares y un margen EBITDA de 43%.

De igual forma, quiero destacar los siguientes récords de desempeño operacional: Pozo más rápido en 9.7 días, un tiempo de perforación promedio de 14 días para pozos con profundidades promedio de 19,800 pies y la ejecución de 18 etapas de fracturamiento en un día.

Para el 2021, estimamos la perforación de aproximadamente 90 pozos, una producción promedio anual de entre 12.000 a 14.000 barriles de petróleo equivalente por día netos para Ecopetrol después de regalías y una inversión aproximada de 600 millones de dólares.

Pasemos, por favor, a la siguiente lámina.

Durante el 2020, la compañía mantuvo un permanente seguimiento de sus costos a fin de alcanzar una flexibilidad financiera que le permitiera, por un lado, ser eficiente para sortear los momentos más críticos del año y, por otro, garantizar la disponibilidad de recursos que permitiera una reactivación segura y rentable de la operación ante la recuperación de precios.

El costo total unitario se ubicó en 27.4 dólares por barril en 2020, presentando una disminución significativa de 23% frente al 2019, alcanzando ahorros por alrededor de un billón de pesos en costos operativos.

Estimamos que para 2021, los costos asociados a nuestra operación presentarán un crecimiento dada la reapertura de pozos y por el incremento en el precio de Brent que venimos observando desde el inicio del año; no obstante, ratificamos nuestro foco en el control de nuestros costos, con la incorporación de una meta de ahorros y eficiencias entre 1.5 billones y 2.2 billones de pesos para los próximos tres años. Estas nos permitirán mantener, para un nivel de Brent de 45 dólares barril, el costo total unitario alrededor de los 30 dólares barril.

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

Jaime Caballero: Gracias, Alberto.

Menores volúmenes de ventas asociados a la histórica contracción de demanda combinados con el efecto negativo de la caída en los precios de petróleo resultaron en una disminución de ingresos del 29% frente al 2019.

¹ Cifra preliminar a la fecha.

El Grupo Ecopetrol generó un EBITDA de 16.8 billones de pesos y una utilidad neta de 1.7 billones de pesos, retornos positivos que se destacan en medio de un entorno retador para las compañías del sector a nivel mundial.

Los resultados también comparan favorablemente, ante la última crisis de precios desatada en el periodo 2015-2016. En adición a conseguir un resultado financiero positivo, se destaca la menor caída porcentual de volúmenes de producción y reservas, demostrando la creciente resiliencia del Grupo frente a condiciones de entorno, lo cual apalanca su capacidad de generar valor a largo plazo.

Pasemos, por favor, a la siguiente lámina para profundizar sobre los resultados en utilidad.

En el cuarto trimestre de 2020, la utilidad neta del Grupo Ecopetrol cerró en 675.000 millones de pesos. Si bien incorpora una mejora en indicadores de mercado y operacionales, presenta una disminución con relación al tercer trimestre atribuible a menor generación de EBITDA por 218.000 millones de pesos asociada al menor margen en ventas de crudo y gasolina importada y a un incremento de la actividad operacional previamente restringida por el confinamiento.

Asimismo, el cuarto trimestre recoge el efecto de cuatro eventos no recurrentes:

- Primero, mayores gastos exploratorios por 312.000 millones de pesos, principalmente por el reconocimiento de la actividad exploratorio del pozo Nafta 1 y la mayor provisión de desmantelamiento de pozos no comerciales;
- Segundo, la baja de algunos activos que se encontraban reconocidos como proyectos en curso, dada la finalización de estudios de viabilidad económica por 208.000 millones de pesos;
- Tercero, mayores gastos laborales por 130.000 millones de pesos por el reconocimiento del impacto contable asociado al plan de retiro voluntario de 182 personas, para un total en el año de 421 personas acogidas. Esto representará a futuro un efecto positivo en caja de aproximadamente 0.4 billones de pesos;
- Cuarto, otros conceptos extraordinarios relacionados con provisiones de impuestos y contingencias ambientales por 52.000 millones de pesos.

Los anteriores impactos fueron parcialmente compensados por un ingreso financiero de 408.000 millones de pesos, generado principalmente por el efecto positivo en diferencia en cambio y una liquidación a favor en coberturas de tipo de cambio.

Finalmente, durante el cuarto trimestre, se actualizó el estimado de *impairment* que reconoció la compañía en el primer trimestre del 2020 por 1.2 billones de pesos, lo que representa una recuperación de 415.000 millones de pesos neto de impuestos del total reconocido en dicho periodo, dada la mejor perspectiva en las variables de mercado.

En la vista anual, la utilidad neta del 2020 fue positiva y cerró en 1.7 billones de pesos. En comparación con el año anterior, se presenta un menor EBITDA por 14.3 billones de pesos, afectado principalmente por la caída drástica en los precios, menor demanda y el reconocimiento de la provisión de plan de retiro voluntario. Asimismo, se generaron mayores gastos financieros y otros conceptos por 1.6 billones de pesos, compensados por un menor impuesto de renta por 5.2 billones de pesos asociados a los menores resultados.

Es importante resaltar el efecto de tres eventos no recurrentes que se presentaron entre el cierre de 2019 y durante 2020 con un impacto neto de 1.6 billones de pesos, a saber:

- Uno, el ingreso extraordinario presentado en el cuarto trimestre del 2019 por 1.5 billones de pesos, asociado a la expectativa de recuperación de pérdidas fiscales en Estados Unidos.
- Dos, el reconocimiento de un ingreso extraordinario en el cuarto trimestre de 2019 por un billón de pesos por valoración de mercado de Invercolsa, dado el aumento de participación y cambio de control de dicha compañía;
- Lo anterior, parcialmente compensado por el ingreso por combinación de negocios en el 2T 2020 asociado a la adquisición de los activos de gas offshore en la Guajira.

Por último, durante el año 2020, se reconoció un gasto por *impairment* neto de activos de largo plazo por 530.000 millones de pesos, menor en 748.000 millones de pesos después de impuestos frente al 2019. Es importante destacar que este valor incluye la recuperación frente al estimado hecho en el primer trimestre mencionado anteriormente.

Al desagregar por segmentos este efecto:

- En el segmento de exploración y producción, se reconoce un *impairment* por 163.000 millones de pesos, principalmente por la disminución de la proyección de precios.
- En el segmento de transporte, se reconoció una recuperación de *impairment* por 240.000 millones de pesos, relacionado con la mayor volumetría de las unidades generadoras de efectivo en el oleoducto Transandino y el oleoducto Caño Limón.
- En el segmento de refinación, se reconoce un *impairment* por 607.000 millones de pesos, resultado de los menores márgenes de refinación en Cartagena y el menor valor de los activos en libros asociados al plan de modernización de la refinería de Barrancabermeja, considerando su expectativa de utilización futura.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina.

En relación al desempeño de los principales indicadores financieros, el EBITDA del cuarto trimestre cerró en 4.3 billones de pesos, mientras que el margen EBITDA se ubicó en 30.5%. Como se mencionó anteriormente, el cuarto trimestre se ve afectado puntualmente por menores márgenes en ventas de crudo y gasolina importada, un incremento de la actividad operacional y el efecto de varios eventos no recurrentes.

El EBITDA por barril se ubicó en 18.5 dólares impactado por el menor volumen de ventas y de precios de la canasta de crudos y productos.

El *breakeven* de utilidad neta estuvo afectado por los menores ingresos, principalmente por menores cargas en las refinerías y el menor diferencial de crudos.

El principal indicador de apalancamiento, deuda bruta/EBITDA se ubicó en 2.8 veces con un marcado mejor desempeño versus la meta de 3.5 veces para el 2020.

Finalmente, la ejecución de inversiones ascendió a 2.675 millones de dólares dentro del rango objetivo de entre 2.5 a 3 billones previamente anunciado. De este valor, el 78% se realizó en Colombia y el 22% a nivel internacional, principalmente en Estados Unidos y Brasil. Así mismo, del total de la inversión, 76% corresponde al segmento de exploración y producción con el 24% restante en los segmentos de transporte, refinación y corporativo. Es importante resaltar que el 66% de la inversión apuntó a oportunidades de crecimiento de reservas y producción y el restante 34% a actividades de continuidad operativa.

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

A cierre de 2020, Ecopetrol mantuvo una robusta posición de caja, cerrando en 8.1 billones de pesos.

En el año, las principales fuentes de caja fueron la actividad operativa y los recursos de financiación, que permitieron atender desembolsos para sostener el plan de inversión, honrar la política de dividendos a pesar de la crisis y mantener el servicio disciplinado de la deuda.

Se destaca el cambio de tendencia del flujo de caja libre durante el segundo semestre, lo cual permitió el pago anticipado de obligaciones de corto plazo por un valor total de 1.6 billones de pesos.

Paso ahora la palabra al presidente Felipe Bayón, quien presentará el Plan de Negocios 2021-2023.

Felipe Bayón: Muchas gracias, Jaime.

El Plan 2021-2023 refleja una perspectiva actualizada de precios, establece la senda de crecimiento con un portafolio resiliente y acelera nuestros compromisos en materia de SosTECnibilidad y de transición energética. En este sentido, el crecimiento orgánico y el foco en nuestro negocio como compañía integrada son prioritarios.

Las inversiones orgánicas estarán entre los 12.000 y 15.000 millones de dólares, orientadas principalmente al segmento de exploración y producción con foco en activos estratégicos que nos permitirán restablecer la senda de crecimiento en producción y reservas.

El flujo de caja operativo mostrará una tendencia creciente.

En el segmento de transporte, se contemplan inversiones entre los 780 y 960 millones de dólares enfocados a garantizar la integridad y confiabilidad de la infraestructura, el crecimiento del negocio de poliductos y la eficiencia en la evacuación de los crudos pesados.

En refinación, destinaremos entre 1.200 y 1.400 millones de dólares orientados principalmente a asegurar la integridad y competitividad de los activos. El Plan contempla la entrada en operación del proyecto de interconexión de plantas de crudo en la refinería de Cartagena ubicando la carga consolidada de las refinerías alrededor de los 420.000 barriles diarios para el año 2023.

Pasemos ahora, por favor, a la siguiente diapositiva.

El Plan restablece la senda de crecimiento, llegando a niveles de producción cercanos a los 750.000 barriles día en el año 2023.

En recobro mejorado, continuaremos con la expansión de la inyección de agua en los campos Llanito, Chichimene y Castilla. En desarrollo primario, se destaca la producción e Caño Sur con un aporte esperado a la producción total entre 20.000 y 25.000 barriles por día para el año 2023.

Nuestra estrategia de gas contempla inversiones para el fortalecimiento de nuestra operación en los campos del Piedemonte Llanero y de la Guajira.

Es una prioridad para Ecopetrol seguir apalancando el crecimiento futuro de reservas. Dentro de los principales proyectos, quisiera resaltar:

- El incremento en el factor de recobro de los campos actuales,
- El desarrollo de los descubrimientos del campo Flamencos en el valle medio del Magdalena y los pozos del programa Near Field Exploration, y
- El avance en el desarrollo de los campos producto de adquisiciones internacionales recientes como lo es Gato do Mato en el presal brasilero y Rodeo en la cuenca del Permian en Texas, Estados Unidos.

Pasemos ahora, por favor, a la siguiente diapositiva.

Se espera que el Grupo alcance una generación de caja operativa robusta de entre 14.000 y 16.000 millones de dólares en el periodo 2021-2023. A ello se podrían sumar otros ingresos no operacionales que oscilarían entre 500 y 1.000 millones de dólares.

De esta manera, y descontando el servicio de la deuda, tendríamos una caja disponible para financiar el Plan de Inversiones y generar retorno a nuestros accionistas. A niveles superiores a los 50 dólares por barril Brent, el Plan no requiere deuda incremental para su financiación.

Es importante mencionar que el precio actual del Brent permite generar eventuales excedentes de liquidez que le brindan al Grupo flexibilidad adicional y opcionalidad en torno al uso de mayores recursos para crecimiento orgánico o inorgánico, prepago de la deuda o de dividendos.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver los avances en los frentes de SosTECnibilidad.

Para los próximos tres años, invertiremos más de 600 millones de dólares en la agenda de descarbonización, eficiencia energética y calidad de combustibles, entre otros.

En el frente ambiental, el Grupo Ecopetrol desarrollará seis nuevos proyectos fotovoltaicos este año, que se suman a los ecoparques solares Castilla y San Fernando, logrando un gran avance en nuestro plan de transición energética, el cual contempla alcanzar una capacidad instalada de energías renovables no convencionales de 400 megavatios al año 2023.

Mantenemos nuestra meta de inversión socio-ambiental por cerca de 1.7 billones de pesos al año 2024, principalmente orientados al cierre de brechas sociales e impulsar el desarrollo y bienestar de las comunidades en todas las regiones donde operamos.

En gobernanza, continuaremos comprometidos con mejorar nuestros estándares de divulgación de información siguiendo las mejores prácticas internacionales. En este sentido, a partir de este año, del año 2021, Ecopetrol iniciará la adopción de las métricas de sostenibilidad recomendadas por el Foro Económico Mundial conocidas en inglés como Stakeholder Capitalism Metrics, y como lo anunciamos a finales del año pasado, incorporaremos en nuestros principales reportes los marcos de referencia TCFD y SASB, por sus siglas en inglés.

Por favor, pasemos ahora a la siguiente diapositiva, donde quiero compartir con ustedes algunas de las consideraciones estratégicas que apalancan nuestro interés en la adquisición del 51.4% de ISA.

Los hidrocarburos continúan siendo la fuente de energía más abundante, segura y asequible para suplir las necesidades de energía y la movilidad en el mundo.

Aunque hacia adelante aún se prevé una demanda robusta, los hidrocarburos perderán participación de mercado en la medida en que el mundo, en respuesta al cambio climático, transita hacia la descarbonización y la electrificación.

Este proceso se ha acelerado en los últimos años y ha venido acompañado de creciente volatilidad en los precios del petróleo y menor apetito inversionista por el sector de hidrocarburos. Aunque se espera que la velocidad de cambio sea menor en Colombia, nuestro país no es ajeno a esta tendencia.

En ese contexto, los actores del sector a nivel global evalúan opciones para reposicionarse a lo largo de la cadena de energía en nuevos segmentos de negocios alineados con estas tendencias como generación renovable a partir de solar y eólica, descarbonización a través del hidrógeno y la captura y utilización del carbono, la electrificación, comercialización y servicios al cliente final.

La necesidad de conectar e integrar múltiples puntos y tipos de generación reforzará el rol de la transmisión como actor indispensable en la cadena de valor energética y será un habilitador necesario para el crecimiento de la electrificación. Estamos convencidos que no existe una única ruta para la transición energética.

Pasemos ahora, por favor, a la siguiente diapositiva para ver cómo Ecopetrol planea responder a esta transición.

Ecopetrol ha definido cuatro ejes para hacer frente a la transición energética. El primero es continuar fortaleciendo la competitividad del negocio de petróleo y de gas para garantizar la captura de valor del portafolio vigente, así como la resiliencia de nuevas oportunidades. El segundo es la incursión en nuevos negocios de energía. El tercero, la descarbonización, y el cuarto, la SOSTENIBILIDAD. Estos dos últimos enfocados en acelerar y priorizar eficiencias energéticas y reducción en emisiones de carbón.

Con base en estos cuatro ejes, Ecopetrol planea ganar resiliencia en el portafolio de petróleo y gas, que seguirá siendo el eje central de las actividades de la compañía, mientras incrementa su exposición a nuevos negocios resilientes a la transición energética.

Al 2030, visualizamos un negocio de hidrocarburos aún en crecimiento, pero esperamos que opciones como el hidrógeno verde, la captura y utilización de carbono, las soluciones basadas en la naturaleza, entre otras oportunidades, se agreguen al portafolio en la medida en que cumplan con los criterios de crecimiento, protección de caja y disciplina de capital del Grupo.

Avancemos ahora, por favor, a la siguiente diapositiva para mostrar los beneficios de dicha transacción.

ISA es uno de los operadores de transmisión de energía eléctrica más relevantes en América Latina. Esta inversión permitirá al Grupo lograr una posición material en una compañía que es líder en un sector estratégico para la transición con un portafolio diversificado por geografía y clases de activos, rentable y con grandes perspectivas de crecimiento en los mercados y negocios en donde ya opera. A ella se suma su equipo directivo excepcional y un robusto gobierno corporativo.

La adquisición mejoraría de manera importante el perfil de riesgo del Grupo Ecopetrol. El portafolio de ISA comparte características con los activos de transporte del Grupo Ecopetrol en la medida que ambos son negocios de infraestructura lineal regulados con estructuras de remuneración similares de las que se pueden desprender sinergias en el futuro.

Junto a ISA, los ingresos asociados a este tipo de negocios representarían alrededor del 40 % del Grupo, aumentando la resiliencia frente a la volatilidad del precio del crudo y permitiendo aprovechar de mejor manera los diferentes ciclos económicos.

La alternativa de entrada al sector de transmisión de energía a través de ISA representa un mayor atractivo en comparación con otros negocios de generación de bajas emisiones en los que podría invertir el Grupo toda vez que las perspectivas de márgenes y retornos de transmisión son más estables. Adicionalmente, con una sola transacción alcanzamos la escala en diversificación que nos tomaría años en construir con otras opciones.

Por favor, pasemos a la siguiente diapositiva.

La potencial transacción de ISA genera valor para los accionistas y para los tenedores de deuda. Por un lado, asumiendo precios de mercado actuales, la dilución que se generaría con la emisión de acciones se vería más que compensada con una mayor utilidad disponible a los accionistas incrementándose la utilidad por acción.

Adicionalmente, se aumentaría el flotante de acciones de la Compañía y con ello la liquidez de la acción en el mercado secundario. Por otro lado, varias agencias calificadoras han manifestado que esta operación mejoraría el perfil de crédito del Grupo dado que se obtendrían unos flujos de efectivo más regulares y se reduciría el riesgo de concentración geográfica.

Como les informamos oportunamente, el 12 de febrero, la compañía firmó un acuerdo de exclusividad con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público para avanzar de forma no vinculante en los términos y condiciones de la potencial transacción.

Inicialmente, se prevé que este acuerdo de exclusividad finalice el 30 de junio del 2021, tiempo durante el cual Ecopetrol desarrollará una debida diligencia sobre ISA y, paralelamente, trabajará en la estructuración de la potencial emisión de acciones y otras opciones de financiamiento conducentes al cierre de la transacción.

Si el contrato interadministrativo llegase a cerrarse a finales del segundo trimestre, la emisión de las acciones podría llevarse a cabo, sujeto a la obtención de todas las autorizaciones a las que haya lugar en el tercer o cuarto trimestre del presente año.

Paralelamente, y dependiendo tanto del monto de acciones colocado como de los excedentes de liquidez disponible, se acudiría a fuentes de financiación competitivas para obtener los recursos restantes para el cierre de la transacción antes de finalizar el año 2021.

Pasemos ahora, por favor, a la siguiente diapositiva para ver un análisis de cifras proforma de este potencial negocio.

Con esta adquisición, el Grupo Ecopetrol expandiría su presencia a lo largo del continente americano posicionándose como referente de la transición energética en la región. La consolidación de cifras del Grupo Ecopetrol e ISA evidencia la fortaleza financiera que se obtendría, en donde ISA aportaría alrededor del 10 % de los ingresos y el 15 % del EBITDA del Grupo, al tiempo que diversificaría las fuentes de generación de caja operacional disminuyendo la volatilidad de ingresos y EBITDA del Grupo Ecopetrol.

Adicionalmente, mejorarían los indicadores de impacto ambiental como el indicador de emisiones de CO2/EBITDA al integrar al Grupo Ecopetrol una compañía que ha sido reconocida local e internacionalmente por su compromiso con el medio ambiente y sus mejores prácticas de sostenibilidad.

Por favor, pasemos a la siguiente diapositiva.

Los resultados del año 2020 demuestran la resiliencia y competitividad del Grupo Ecopetrol y nos permiten empezar el año 2021 con una posición financiera sólida, con expectativas de crecimiento rentable y sostenible en todos los frentes del negocio.

El Plan de Negocios 2021-2023 nos permitirá responder a los desafíos del entorno con un enfoque de sostenibilidad y asegurar una estrategia que agrega valor al Grupo Empresarial y al país y con la clara aspiración de materializar una oportunidad transformacional para la compañía como lo sería la adquisición de la participación en ISA.

Durante el primer semestre de este año anunciaremos la estrategia de SosTECnibilidad del Grupo Ecopetrol en la que presentaremos una vista integral de nuestras principales métricas de ambiciones. Así mismo, en el segundo semestre, presentaremos la actualización de la estrategia de largo plazo.

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

Operadora: Gracias. A partir de este momento, comenzará la sesión de preguntas. Si tiene una pregunta, por favor presione *1 en su teléfono. Si desea retirarse de la lista de espera, por favor digite la tecla #. Recuerde, si usted tiene una pregunta, por favor presione *1. Tenemos una pregunta del señor Andrés Cardona de Citigroup.

Andrés Cardona: Muy buenos días a todos. Tengo dos preguntas. La primera tiene que ver con reservas. Hablando sobre recobro mejorado, ¿cuáles son los proyectos más relevantes que estarán madurando en los próximos 12 - 36 meses y si es razonable esperar una contribución similar en los reportes de reservas de los próximos tres años como los vistos en el promedio de los últimos tres años? Entonces esa sería la primera pregunta.

La segunda es: ¿cuántos pozos esperan perforar para el periodo 2021-2023 en el Permian y si mantienen la producción objetiva de 95.000 barriles netos para la Compañía en el 2027 y si me podrían confirmar cuántas reservas registraron en el activo al cierre de 2020?

Y la última, una muy breve: en la actualización estratégica no se hace comentarios sobre el ROACE, si hay alguna meta en término de rentabilidad. Muchas gracias a todos, y buen día.

Alberto Consuegra: Andrés, buenos días. Muchas gracias por tu pregunta. Y con respecto al tema de recobro mejorado, pues tenemos una gran cantidad de proyectos de recobro, en total, alrededor de 52 en maduración y en ejecución, y, como bien lo dices tú, pues sigue siendo una apuesta importante en materia de nuevas reservas y de producción hacia el futuro. Y los proyectos de mayor impacto van a estar en Llanito y Casabe, donde estamos avanzando en la implementación de proyectos de inyección de agua; en Castilla, donde seguimos teniendo una apuesta importante, ampliar la red de inyección en este campo; en Apiay, donde vamos a iniciar con inyección de agua también, y la apuesta con inyección de gas en el área de Piedemonte.

También, en recobro terciario, vamos a seguir haciendo pilotos. Particularmente, esto tiene que ver con el piloto químico con polímeros en Yariguí y en Casabe. Y pues la idea también es expandir la inyección de aire en el área de Chichimene. En total, pues una apuesta importante, y, más o menos, lo que estamos pensando es que vamos a estar entre 70, añadiendo alrededor de 70 millones de barriles en reservas en los siguientes años, por lo menos con estos proyectos.

Felipe Bayón: Andrés, sí, hace falta contestarle. Discúlpame. Andrés, buenos días, y gracias por participar de la llamada.

En términos del Permian, yo creo que es bueno dar un contexto. Nosotros terminamos el año pasado con 22 pozos productores, perforamos 22 pozos adicionales que estamos terminando de completar y que entran en producción ahora en el primer trimestre. Para este año, alrededor de 90 pozos nuevos en perforación. Y al periodo del 2023, uno podría pensar en alrededor, orden de magnitud, unos 300 pozos. Entonces ahí estás teniendo, digamos, como una visión del orden de magnitud de actividad.

En términos de producción, pues, claramente, el año pasado tuvo un impacto. Ustedes vieron que tuvimos que frenar en marzo, y pudimos re arrancar en el mes de junio; pero, para este año, nosotros esperamos estar antes de regalías entre unos 16 - 17.000 barriles en el Permian; después de regalías, entre 12 - 14.000 barriles más o menos. Te estoy dando un orden de magnitud en ese sentido, pero, claramente, yo creo que el Permian ha demostrado: 1. Resiliencia, ustedes oían a Alberto ahora en la presentación, muchos récords desde el punto de vista operativo en términos de perforación de pozos en menos de diez días o completamiento de varias etapas de fractura en un día. Entonces muy complacidos con eso y, sobre todo, con la flexibilidad que tiene la operación.

En términos de reservas, nosotros habíamos registrado un poco más de 160 millones de barriles en el final del 19. El año pasado, hicimos una reducción de reservas de alrededor de 28 millones de barriles, que tiene que ver con este reacomodo de la actividad en los próximos cinco años.

Pero ¿qué estamos viendo? Que, en la medida, y sobre todo ahora que estamos viendo los precios que tienen unos fundamentales distintos, esas reservas van a poder ser reincorporadas en los próximos años, entonces, pues tenemos esa flexibilidad.

Desde el punto de vista del ROACE, le voy a pedir a Jaime que nos dé un poco de color adicional. Jaime, por favor.

Jaime Caballero: Hola, Andrés, y muy buenos días a todos. Gracias por su interés.

En materia de ROACE, el punto de partida de la conversación en ROACE es el ROACE real que tuvimos en el 2020, un ROACE de 3.7%, que fundamentalmente, fue afectado por la disminución en el EBITDA. Cuando entramos a mirar el detalle de esa métrica, las métricas asociadas al componente de capital empleado que sigue siendo igual de eficiente, como fue en el pasado, pero dada la reducción drástica en el EBITDA durante el año, pues la métrica se vio deteriorada.

Cuando vemos el Plan 21-23 y la expectativa de ese plan, lo que nosotros estamos viendo es que podemos llevar el ROACE del Grupo Empresarial hacia un rango de 7 a 8% bajo los precios del Plan. Y les recuerdo que los precios que tenemos dentro del Plan: para este año el Plan se hizo a 45 dólares por barril, para el próximo año lo tenemos a 50 dólares por barril constantes. Entonces vemos que también hay un *outside* posible asociado a un eventual mejor escenario de precios.

Unas sensibilidades generales que podemos dar alrededor del tema es que en un escenario de 55 dólares por barril, probablemente estaríamos viendo un ROACE dos o tres puntos porcentuales por encima de este *guidance* que les estoy dando.

Entonces un poco, en resumen, lo que vemos en un ROACE que nos lleva a 7% bajo los precios del Plan, podríamos estar en dos dígitos a precios más altos, alrededor de 55 para arriba. Y creo que es muy importante, al mirar el ROACE, es cómo el ROACE correlaciona con el *spread* del costo de capital, y eso es un tema también importante para mencionarles.

Cuando uno ve el Plan a 45, llegando a un ROACE de 7%, ese 7% mantiene un *spread* frente al costo de capital de alrededor de 2-2.5 puntos porcentuales. El objetivo de eso es que haya una rentabilidad real para el inversionista por encima del costo de capital de la inversión. Muchas gracias.

Operadora: Gracias. Ahora la pregunta proviene del señor Daniel Guardiola de BTG.

Daniel Guardiola: Gracias. Buenos días, Felipe, Jaime y Alberto. Tengo tres preguntas. La primera es sobre coberturas, y me gustaría saber si nos pueden dar más detalles sobre la política de cobertura de precios de la empresa en 2021, de precios de petróleo, considerando que el precio spot y los precios futuros 12 meses están por encima del Plan o de los supuestos de ustedes para el Plan 2012. Me gustaría saber, que nos puedan dar detalles sobre la política de cobertura.

La segunda está relacionada sobre el fondeo de la transacción de ISA, y me gustaría saber por qué es tan importante fondear esta transacción parcialmente con *equity*. Yo estaba mirando los números proforma y me da que podrían hacer una transacción 100% deuda. ¿Será que hay algún *coventant* que les obligue a emitir algo de *equity*?

Y mi última pregunta es relacionada también con la transacción de ISA. Ustedes, al incorporar ISA, si se da la transacción, pues serían una holding energético con diferentes negocios, algunos, digamos, con sinergias, otros con menos sinergias. Pero uno de los retos de ser una holding es que el mercado no te reconozca realmente el valor de las partes,

y en ese sentido, les quería preguntar si ustedes han considerado en algún momento separar los negocios de infraestructura lineal de los negocios de exploración y producción y crear, de alguna otra manera, dos vehículos listados separados. Eso es todo por mi lado. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Daniel, buenos días, y gracias por participar de la llamada. Voy a arrancar con ISA y después le doy la palabra a Jaime para hablar un poco de la política de coberturas, que, de hecho, pues fue bastante exitosa en el ejercicio del año pasado, y, sobre todo, en los momentos más difíciles de la crisis.

Desde el punto de vista de la emisión, primero, no existe algún *covenant* que nos obligue a hacer una emisión de *equity*. ¿Qué pensamos nosotros? Y hemos visto en detalle el Ecopetrol de antes de la emisión en el año 2007 y el Ecopetrol de hoy desde diferentes métricas, y, claramente, uno ve una compañía distinta, fortalecida, que ha crecido, que ha podido hacer una expansión, en gran medida, gracias a esa capitalización que se dio. Y además, nosotros creemos que es importante aumentar el flotante de la empresa, darle liquidez a la acción, soporte a la acción, y también diversificar nuestra base de inversionistas, creo que es bien importante. Parte del *feedback* que nosotros recibimos es: “Oiga, nos gusta la acción, pero quisiéramos ver más liquidez en el mercado”. Entonces yo creo que eso es una consideración, y creemos que es una buena oportunidad, pero digamos que no hay ningún *covenant* específico. Yo creo que ese es un tema importante de aclarar, y por eso me parece que es buenísima la pregunta.

Lo otro es que el plan está hecho a 45 dólares para el 2021, y ahí tenemos el flujo de caja para fondear todo lo que tenemos que hacer, inclusive los 4.000 o los 14 billones de pesos, 4.000 millones de dólares de inversiones orgánicas. Vamos a seguir enfocados en ese negocio.

Como estamos a 65 dólares, pues tenemos mucha más flexibilidad, vamos a tener más ingresos y, pues en últimas, vamos a tener muchísima más posibilidad de tener caja y de tener fondos, y esa flexibilidad nos va a dar opcionalidad hacia adelante, y yo creo que es fundamental y, Ecopetrol yo creo que ha demostrado que responde muy bien con los incrementos de precio del Brent, y esas eficiencias que hemos logrado pues se van a notar en el *bottom line*, ¿no? En los resultados.

Entonces tenemos opcionalidad. Como hemos dicho, es un pedazo con *equity*, un pedazo con deuda, puede ser un pedazo con caja. Definitivamente, pues tenemos la opcionalidad y, eventualmente, pues le pido a Jaime que nos amplíe un poquito más ese punto.

En términos de la separación o no de los negocios, es un buen punto el de decir: “Oiga, ¿nos van a reconocer o no el valor de las partes?”. Yo creo que hoy, si miramos el comportamiento de ISA, una compañía que adicionaría valor, si llegamos a un feliz término con la transacción, desde el día 1. En ese sentido, hemos sido muy explícitos en decir que respetamos la estrategia, respetamos el Plan de Inversiones.

Nos encanta de ISA esa diversificación que tiene no solo geográfica, sino en diferentes negocios, y hemos dicho que casi que *arms lenght* vamos a tener ese negocio respetando precisamente su gobierno corporativo de temas que son importantes, como, por ejemplo, nos lo han preguntado: “Oiga, ¿van a mover la sede de ISA de Medellín?” Y la respuesta es, definitivamente, no. Entonces es un poco como el contexto general.

Le voy a pedir a Jaime, Jaime, ¿por qué no sigues un poco con ISA, si hay más detalles? Y después hablamos del tema de cobertura.

Jaime Caballero: Gracias, Felipe. Complementando la respuesta alrededor de la lógica del fondeo de ISA, creo que hay tres consideraciones puntuales alrededor de por qué la emisión tiene sentido. Lo primero es que la emisión, sin lugar a dudas, permite reducir de forma importante el monto de endeudamiento necesario. No porque uno le quepa un endeudamiento, uno lo debe tomar. Es un poco la lógica. Y vemos que la emisión puede contribuir perfectamente entre el 30 al 60% del costo de la transacción.

¿Esto por qué es importante? Es el segundo punto, es un tema de métricas de endeudamiento. Nosotros hemos venido trabajando desde hace tres, cuatro años en un ejercicio disciplinado de llevar esas métricas de endeudamiento a niveles que nos den esa flexibilidad que menciona Felipe.

¿Por qué es importante? Pues hemos visto que la exposición que tiene la compañía a la volatilidad del crudo es significativa, pues los resultados del 2020 lo muestran. Y también sabemos que la continuidad del programa de inversiones asociado al crecimiento de reservas y producción es fundamental para preservar el valor de la compañía. De hecho, esos resultados sobresalientes que ustedes han visto en materia de reservas son consecuencia directa de la continuidad de ese programa de inversión, y lo que nos permitió la continuidad de ese programa de inversión, entre varios factores, fue la capacidad de *tapiar* el mercado y salir a conseguir esos recursos de financiamiento que nos dieron esa seguridad de que podíamos continuar invirtiendo a pesar de las condiciones de precios. Entonces todo esto está interrelacionado y son lecciones aprendidas que nos quedan hacia adelante y que queremos mantener.

El otro tema importante es que nosotros hemos dicho que esta transacción no va a implicar sacrificios en la estrategia del negocio tradicional. Entonces, en la medida en que el negocio de *oil & gas* tenga oportunidades de crecimiento dentro de este programa de inversión de 12 a 15 billones, queremos tener esa capacidad de endeudamiento para poder perseguir esas oportunidades.

Particularmente, frente a estos escenarios de *offside* de precios que estamos viendo, donde ustedes han visto que recientemente ya varios bancos y varios proyectistas están viendo incluso un *ride* de escenarios de precios alcistas que nosotros también podríamos aprovechar.

Y por último, la otra consideración es que cuando uno mira el caso con emisión y sin emisión, el caso de *accretion* se mantiene. Cuando hay un endeudamiento al 100%, es claro que, en la medida que la transacción esté al 100% apalancada, pues hay un caso de *accretion* un poco más alto para el inversor. Pero también este caso de *accretion* viene acompañado de más riesgo.

Cuando nosotros modelamos estas mezclas entre *equity* y apalancamiento, el caso de *accretion*, aún con una posible dilución de los inversionistas actuales sigue siendo bastante robusto, sigue generando valor, y en esa medida, tiene sentido.

Y la última consideración en cuanto de por qué la emisión tiene sentido es también por las condiciones de mercado. Estamos en un mercado donde hay exceso de liquidez, donde muchos inversionistas quieren poner plata en Latinoamérica, donde nombres como el de

Ecopetrol, con propuestas de valor como la que tiene Ecopetrol, no hay tantas, y creemos y estamos convencidos de que hay una oportunidad de aprovechar ese apetito inversionista para fondear esta oportunidad de crecimiento transformacional. Gracias, Daniel.

Coberturas. En materia de coberturas, el mensaje es muy simple, y es: La política no ha cambiado. Ustedes la conocen: es una política que está orientada a proteger a la compañía de escenarios de *downside*. Esos escenarios de *downside* se ven menos probables ahora de lo que se veían el año pasado, se ven menos probables, pero pues también el costo de las coberturas, en consecuencia, hoy en día es mucho menor del que era hace un año.

Entonces nosotros seguimos monitoreando eso con cuidado, particularmente desde un lente de qué programas específicos de actividad podrían beneficiarse de tener ese seguro que permita la continuidad de los programas independientemente de volatilidad. Ese es un poco el lente que tenemos, pero pues no hemos tomado decisiones en ese sentido, y no te daría una expectativa puntual alrededor de coberturas estratégicas en este momento.

Las coberturas transaccionales, que son las del *day to day*, esas continúan y las seguimos haciendo, pues han demostrado su capacidad de proteger y generar valor. Gracias, Daniel.

Operadora: Gracias. La siguiente pregunta viene del señor Ricardo Sandoval de Bancolombia.

Ricardo Sandoval: Buenos días para todos. Muchas gracias por la presentación y por el espacio. Yo tengo dos dudas. La primera es respecto a lo que se dijo al inicio de la presentación. Comentaba Alberto sobre la incorporación de reservas en Gato do Mato para el año 2022 por declaración de comercialidad. Quisiera saber si existe un número o algo, alguna estimación de cuánto serían los barriles de reservas que se puedan agregar por Gato do Mato.

Y, adicional, Alberto también mencionó otro proyecto de exploración que está cercano a ser declarado comercialmente y a incorporar también reservas, pero no alcancé a escucharlo bien. Pues quisiera, si de pronto pueden, como volver a mencionar ese tema y, de pronto decir si también hay a tipo de estimación en reservas frente a ese segundo proyecto de exploración. Esa es como la primera pregunta.

La segunda pregunta va un poco atada al tema de por qué emitir acciones en ISA para la adquisición de ISA, y lo que yo veía es que, de una u otra forma, los yacimientos no convencionales en Colombia pueden jugar un papel clave en los siguientes cinco o diez años. Yo quisiera saber, en el caso de darse con éxito la aprobación de todo para que los yacimientos no convencionales se den a gran escala, cuál podría ser una inversión en este aspecto, cuál podría ser una inversión en yacimientos no convencionales suficiente para ver resultados a gran escala. Esas son mis dos dudas. Gracias.

Felipe Bayón: Ricardo, buenos días, y gracias por las preguntas. Voy a arrancar con la de los no convencionales. Entiendo que ya la respuesta sobre el tema de ISA la dimos en la pregunta anterior. Arranco con no convencionales y, después le pido a Alberto que hable un poco más sobre Gato do Mato.

En el tema de los no convencionales, creo que hay algunos elementos importantes para tener en cuenta: 1. Ya arrancamos con el proceso de socialización. Yo estuve en Puerto Wilches hace un par de semanas en un ejercicio de unos diálogos territoriales escuchando

las comunidades, escuchando pescadores, escuchando gente de los sindicatos, explicándoles el proyecto, y en ese sentido, arrancamos toda la etapa de medición de variables ambientales, recordemos, más de 200 variables, que nos van a permitir presentar una solicitud en el estudio de impacto ambiental, y eso tomará unos meses, y esperamos a final de este año o principios del próximo año, tener la licencia y arrancar con la actividad.

Acordémonos que es un pozo, un pozo que nos va a dar información muy importante desde el punto de vista operativo y desde el punto de vista de la magnitud de la oportunidad. Con ese pozo, pues vamos a tener una información. Necesitaríamos más actividad hacia el futuro, pero claramente vamos a tener un: oiga, ¿podemos producir estos yacimientos sí o no, y lo podemos hacer de manera segura, responsable, cuál es el impacto en términos de superficie, de emisión, de fluentes, de ruido? En fin, un montón de cosas.

Para poder tener una visión de la oportunidad, primero tenemos que pasar la etapa del piloto, y si el comité evaluador, que es el que toma la decisión con base en esta información de los pilotos, dice: "Oiga, los pilotos son exitosos", pues nosotros tenemos la oportunidad de ampliar nuestra presencia.

En contexto, nosotros hoy tenemos en Colombia unos 2.000 millones de barriles de reserva. Hemos dicho que, en el área del Magdalena Medio, que es donde estamos nosotros, podría haber entre 4.000 y 7.000 millones de barriles de reservas, y eso da una indicación de, de alcance, de magnitud. Y uno podría pensar, y aquí es el segundo punto de contexto, fíjense lo que contestábamos ahorita en el Permian, pues este año en el Permian, esperamos perforar 90 pozos; el año pasado perforamos 44 pozos. ¿Podría uno trasladar una actividad así a Colombia? Yo creo que, definitivamente, sí, y ver un crecimiento de actividad y un crecimiento de producción importante. Además, recordemos que esta área de los pilotos en Puerto Wilches, particularmente está muy cerca de la refinería de Barrancabermeja, y tiene también pues una gran cantidad de oportunidades.

Entonces sé que, posiblemente, Ricardo quisiera una respuesta de cuántos pozos, cómo es el perfil de producción, pero la idea, lo que les estamos diciendo es que, efectivamente, si el piloto es exitoso y vamos adelante, esto puede ser una gran oportunidad desde el punto de vista de remplazo de reservas y desde el punto de vista de producción y de actividad también.

Y antes de pasarle a Alberto, Jaime tiene un punto sobre, entiendo, los no convencionales. Adelante, Jaime.

Jaime Caballero: Sí, sí, Ricardo. Y un poco también entiendo en tu pregunta que hay una consideración de si Ecopetrol, pues al hacer la emisión este año para ISA, mantenemos flexibilidad financiera para fondar un eventual programa de expansión de no convencionales, entiendo que tu pregunta va en esa línea, y eso es un tema que hemos evaluado y, precisamente, hace parte de la estrategia que hemos diseñado.

Lo primero es, a la hora de pensar en un programa billonario de inversiones para crecer, no convencionales, en un caso de éxito como plantea Felipe, pues hay cuatro consideraciones importantes. Lo primero es que nuestra línea base, con ISA, está más fortalecida, y está más fortalecida porque ahora tenemos una estructura de continuidad de ingresos que nos dan menos volatilidad a la totalidad del flujo de caja. Primera consideración.

Segunda consideración: ISA no compite por los recursos de E&P. Tercera consideración: En este plan de negocios que les estamos divulgando hoy, hay un flujo de caja creciente en el tiempo del negocio de E&P que genera excedentes y que mejora sustancialmente nuestras métricas de endeudamiento.

Cuarta consideración: Con esas métricas de endeudamiento, que, en la pregunta pasada de Daniel, un poco hablábamos de por qué Ecopetrol se quiere mantener alrededor del 2, hemos dicho -2.5, realmente nuestro rango es entre 2 y 2.5, es precisamente para mantener esa capacidad de que, si tuviéramos éxito en el programa de no convencionales, podemos acudir a ese endeudamiento para fondearlo.

Y por último, pues no sobra decir que, igual, para proyectos de esta envergadura, existen otros mecanismos también un poco más sofisticados, como *project financig*, que hacen parte de la caja de herramientas a las que pudiéramos acudir. O sea, todo esto un poco para decir que, si los no convencionales se dan, es un buen problema para tener, y tenemos una buena capacidad financiera para afrontarla. Gracias.

Felipe Bayón: Alberto, ¿quieres hablar de Gato do Mato, por favor?

Alberto Consuegra: Sí, señor. Ricardo, buenos días.

Con relación a Gato do Mato, lo primero es que hoy tenemos una buena base de recursos contingentes alrededor de unos 100 millones de barriles, pero estamos en el proceso de adelantar la definición de lo que sería el caso de sanción hacia el año entrante, y ahí pues estamos evaluando la información de los cuatro pozos perforados, definiendo el plan de desarrollo base, definiendo el marco de explotación, si incluimos inyección de agua, inyección de gas, saliendo al mercado para conseguir el FPSO, y todo esto con miras a tener la sanción, el FID hacia mediados del año 2022, y eso nos daría mucha más tranquilidad en cuanto a estimar las reservas. Y sigue la meta alrededor de entrada en producción en el año 2025.

Con relación a los otros proyectos, hicimos mención a Cayena, proyectos exploratorios, pero ahí hay varios. Ahí está Lírída, que es en el área de Recetor, en el Piedemonte. Ahí están Cayena, por supuesto, está Boranda-Flamencos y está también los pozos que se están haciendo en el área del Caribe continental.

¿Cuál es, en general, la apuesta con estos proyectos? Son proyectos que están muy cerca de infraestructura existente y que pueden traer barriles muy rápido, con un *time to market* entre uno y dos años. Esa es la apuesta grande, y eso tendríamos un estimado, si somos exitosos, de traer reservas del orden de unos 30 a 40 millones de barriles.

Operadora: Gracias. Tomaremos la siguiente pregunta de Katherine Ortiz, de Davivienda Corredores.

Katherine Ortiz: Buenos días a todos. Muchas gracias por el espacio. Tengo dos preguntas. La primera está relacionada con, pues que, en los próximos días, creo que exactamente en el 11 de marzo, el Consejo de Estado va a estar discutiendo la normatividad relacionada con el *fracking* y la posibilidad de que las normas que impartió el Ministerio de Hacienda, pues sean derogadas. Yo quisiera conocer, desde Ecopetrol, el punto de vista al respecto y si esa decisión del Consejo de Estado fuera en torno a la posibilidad de derogar

estas normas, eso qué implicaciones tendría sobre los avances que ha hecho Ecopetrol en este tema. Esa es mi primera pregunta.

Y la segunda pregunta que tengo está relacionada con si me pueden dar la información respecto del *breakeven* de caja al cierre del año. Y perdón que tengo una última pregunta, y es que quisiera entender un poco mejor los deterioros, sobre todo de Barranca y Reficar, que vimos que en el cuarto trimestre fueron un poco más pequeños, pero todavía siguen teniendo pues *impairments* en estos segmentos, entender un poco esos *impairments* a qué obedecieron exactamente para poder saber si podríamos ver deterioros adicionales en estos momentos en el 2021. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Katherine, muchas gracias. Yo voy a contestar la primera pregunta, y después le pido a Jaime que nos dé más detalle sobre el *breakeven* y el tema de deterioros en Barranca y Reficar.

En términos de lo que sucede el 11 de marzo, que es el inicio de las discusiones del Consejo de Estado, eso puede tomar un tiempo y no sabríamos cuánto tiempo. Primero, pues somos absolutamente respetuosos de ese proceso. Y también decir que, desde el punto de vista de los pilotos, los proyectos pilotos de investigación integral, esos siguen adelante, esos no estarían impactados por alguna eventual decisión en un sentido adverso desde el punto de vista de la reglamentación para los no convencionales.

Y yo creo que es importante, Katherine, también recordar algo que hemos dicho en ocasiones anteriores, y es que nosotros, en el caso de los no convencionales, y hablábamos ahorita a una de las preguntas anteriores sobre el potencial para el país, pues lo que hemos dicho es que no se trata de que hagamos esto rápido, sino que se trata de que lo hagamos bien, y en eso estamos absolutamente convencidos.

Hemos visto que estamos en todo el proceso de diálogo territorial, más de 300 reuniones. Les contaba yo que estuve en Puerto Wilches recientemente, participando de unos de estos ejercicios de diálogo con comunidades y personas interesadas. Entonces ese proyecto de los pilotos va a seguir adelante, y obviamente, pues estaremos siguiendo con atención las discusiones que se tendrán en el Consejo de Estado.

Le voy a pedir entonces a Jaime que nos hable un poco sobre el *breakeven* y el tema de los deterioros. Adelante, Jaime.

Jaime Caballero: Hola, Katherine, ¿cómo estás? En *breakeven* y deterioros. El cierre del 2020, el *breakeven* de caja, yo les voy a comentar como dos cifras. Hay una cifra que incluso está en las diapositivas que vimos, que pone el *breakeven* de caja para el año alrededor de 33 dólares por barril. El número, de hecho, exacto es 32.7 dólares por barril. Eso es el *breakeven* de caja con todo considerado, *all in*, ¿sí? Que considera la caja inicial, considera los flujos hacia afuera y también considera el financiamiento.

Cuando uno ve y hace como doble clic en esa cifra, el *breakeven* de caja asociado al negocio operativo quedó en el 2020 por debajo de 25 dólares por barril, quedó alrededor de 24 dólares por barril, y ese fue un poco el número de cierre.

Cuando miramos el Plan hacia adelante, y el 21 en particular, ¿qué vemos? Vemos un *breakeven* de caja operacional que va a bajar de manera importante en la medida en que vemos crecimiento en la producción y vemos mejores precios. Planeamos estar alrededor

de 18 dólares por barril en ese *breakeven* de caja operacional y en el *breakeven* de caja total planeamos estar alrededor de 40 dólares por barril. Esos son un poco como la expectativa que tenemos, todo esto a 45 dólares por barril. Lógicamente, en la medida en que se den precios sostenidos a lo largo del año por encima de esa cifra, pues estos *breakevens* van a bajar de manera importante.

En materia del deterioro que ustedes vieron en el cuarto trimestre. Creo que aquí, y pues voy a aprovechar tu pregunta para responder un poco cuál fue la tendencia amplia que vimos en el tema de deterioro. Nosotros, en el primer trimestre del 2020, en función del *crush* de precios que estábamos viendo, tomamos una decisión proactiva de salir a ajustar el valor razonable de nuestros activos en función de esa perspectiva de precios que veíamos, y, en ese momento, tomamos un deterioro total de alrededor de 1.2 billones de pesos.

A lo largo del año, estuvimos monitoreando todas las variables, un poco nuestra capacidad de respuesta, el plan de intervención que pusimos en CAPEX, en OPEX, demás, la evolución del tema de reservas, y en el cuarto trimestre, pues todo eso se considera para revisar los números. El resultado de esa revisión, pues nos dio, de hecho, a nivel de grupo, una recuperación de más o menos la mitad de ese monto que habíamos deteriorado en ese primer trimestre, y eso es un poco lo que ustedes ven como balance del año.

Específicamente, en cuanto a Reficar y PMRB, ¿cuáles son las consideraciones específicas? En Reficar, esto es un ejercicio que tenemos que hacer todos los años y que tiene dos o tres variables fundamentales que afectan el resultado. La primera y variable más importante, es la expectativa de márgenes brutos de refinación, esa expectativa de márgenes brutos de refinación, cuando hicimos el deterioro en el primer trimestre, era bien significativa, sí, se veía un mundo con márgenes menores a dos dígitos sostenidos en el tiempo, y esa expectativa ha mejorado, mejoró de manera importante a lo largo del año. De hecho, los resultados que tuvimos en el cuarto trimestre en refinación, y ya para noviembre y diciembre, en Reficar en particular, son resultados donde se comienzan a ver, pues márgenes que están alrededor de 8-9 dólares por barril. Entonces eso ayuda un poco al caso del deterioro.

En el tema del PMRB, ¿qué fue lo que sucedió? Esto no es nuevo. Ustedes conocen que hace unos años, pues Ecopetrol hizo una serie de inversiones iniciales orientadas a evaluar la potencialidad de un proyecto grande de expansión de la capacidad de la refinería de Barrancabermeja. Ese proyecto, en ese diseño original, lo suspendimos hace tres, cuatro años, y nosotros anualmente, evaluamos si las inversiones que se hicieron en ese momento son inversiones donde tenemos una expectativa de recuperación o no tenemos esa expectativa.

Cuando vemos el plan de Barrancabermeja hacia adelante, y ustedes vieron unos anuncios que hicimos hace poco de significativas inversiones en Barrancabermeja asociadas a calidad de combustibles y la integridad de la confiabilidad de la operación, lo que estamos viendo es que algunas de las inversiones que se hicieron en ese momento, no vemos claramente que se puedan recuperar, en esa medida, es conveniente y razonable darlas de baja, y eso fue lo que hicimos.

Lo que nos queda en libros, nos queda un monto pequeño en libros todavía asociado a esas inversiones en el proyecto de modernización, que consideramos que pueden ser

utilizables hacia adelante, y en consecuencia no las vamos a dar de baja por lo menos por ahora. Gracias, Katherine.

Operadora: Gracias. La siguiente pregunta viene de Carlos Rodríguez, de Porvenir.

Carlos Rodríguez: Muy buenos días para todos. Felipe, Jaime, Alberto, muchas gracias por la presentación. Hablando un poco de ISA, yo creo que ya han explicado bastante el tema de ISA, pero quiero saber dos temas. El primero es el *timing* para la emisión de acciones y si esto va para el tercer trimestre o más hacia finales del año.

La segunda es la política de dividendos en ISA, si podemos esperar a que se mantenga alrededor del 50% o va a cambiar más hacia un 90%.

Y mi última pregunta tiene que ver en Brasil si el cambio de *management* podría afectar algunos tiempos en el presal y en las operaciones en Brasil. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Carlos, muchas gracias. En términos del *timing* de la emisión de acciones, efectivamente, esperamos que sea el tercer trimestre. Podría ser un poco más allá, pero yo creo que el tercer trimestre es razonable desde el punto de vista de los tiempos, y el cronograma. ¿Dependerá de qué? Para darles un poco más de contexto, de terminar esta etapa en donde estamos en el contrato de exclusividad con el Ministerio haciendo el *due diligence*, donde Hacienda está haciendo su propia valoración. Y nuevamente, si eso llega a feliz término, pues la oferta no vinculante se convierte en una oferta vinculante, firmamos el contrato interadministrativo y lanzamos la emisión de acciones. Es para que tengan como la secuencia de cómo son los pasos, y sería tercer trimestre, y pues sería lo que esperamos, pero puede que se vaya un poco más allá.

Desde el punto de vista de política de dividendos, no vemos un cambio en ese sentido, estabilidad y continuidad es lo que nosotros le responderíamos.

Y desde el punto de vista del cambio de *management*, y para contexto, es el cambio de *management* en Petrobras, que sucedió esta semana, nosotros no esperamos que haya cambios significativos en términos del presal. De hecho, y Alberto nos contaba ahorita sobre Gato do Mato, tenemos otras actividades exploratorias que estamos madurando y que estamos perfeccionando, pero definitivamente, lo que vemos en particular en Gato do Mato, adicionaría a lo que contestó Alberto hace un momento, vemos unos recursos que son más grandes de lo que inicialmente habíamos pensado, y eso direccionalmente, es muy bueno, y tenemos un *partnership* o una asociación muy poderosa con Shell y con Total en ese sentido.

Inclusive, contarles que ha habido unos procesos bien interesantes en Brasil sobre, por ejemplo, apertura del mercado de gas, que se está dando, y donde también podríamos participar nosotros. Entonces no estamos viendo, a raíz del cambio en el presidente de Petrobras, un cambio o un impacto sobre el presal. Muchas gracias.

Operadora: Gracias. Tenemos una pregunta de Andrés Cardona del Citigroup.

Andrés Cardona: Gracias por la oportunidad de volver a preguntar. Yo quería confirmar cuánto es el CAPEX que ustedes tienen estimado para el Permian en el 2021, y Jaime, si tal vez me pudieras explicar si hubo alguna distorsión en el capital de trabajo en el cuarto trimestre. Muchas gracias.

Alberto Consuegra: Andrés, con respecto al CAPEX, y tal vez me baso en algo que mencionó Felipe en nivel de actividad, nosotros vamos a completar los 22 pozos que se habían presupuestado el año anterior y vamos a hacer 90 pozos adicionales. Más o menos, estamos calculando que ese CAPEX va a estar cercano a los 600 millones de dólares.

Jaime Caballero: Hola, Andrés. En materia de capital de trabajo sí tuvimos movimientos como positivos generativos, pero un poco estoy yendo a tu lenguaje de distorsión. La respuesta es no. Son los movimientos como normales asociados a los flujos de la compañía, no hay ningún elemento excepcional que resaltar. Gracias, Andrés.

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

Felipe Bayón: Muchísimas gracias nuevamente a todos por participar el día de hoy en esta llamada de resultados del 2020, donde también hemos presentado nuestro Plan de Negocios, el Plan de Inversiones 2021-23, y hemos dado información adicional sobre la transacción que hemos anunciado a través de la oferta no vinculante por un 51.4% de las acciones que tiene el Estado en ISA.

2020, un año difícil, un año retador, un año complejo por muchísimas razones, y creo que la compañía ha demostrado resiliencia, ha demostrado proactividad en términos de la respuesta, ha demostrado agilidad también en términos de los ajustes, y en ese sentido, reconocimiento a los empleados del Grupo Ecopetrol.

En términos del Plan 21-23, un plan robusto, un plan que inclusive pues leyendo muchas de las reacciones de ustedes, los sorprendió por ser más ambicioso de lo que ustedes esperaban, un plan que hicimos con unos precios que hoy podrían ser algo conservadores, uno los podría mirar como algo conservador, pero que, efectivamente pues nos da posibilidad de seguir protegiendo el negocio *core* de *oil & gas*, 12,000 a 15,000 millones de dólares, que está basado en un precio de 45 que después sube a 50 y que, si los precios de hoy se mantienen, pues vamos a tener muchísima mayor flexibilidad desde el punto de vista de ingresos y desde el punto de vista de los usos de esos recursos adicionales. Y es un plan que tiene una senda de crecimiento en producción, en reservas. Fíjense que estamos haciendo inversiones importantes en transporte, en refinación, y muy enfocados en toda nuestra agenda de SOSTENIBILIDAD, de *TESE*, mejorar calidad de combustible, reducción de emisiones, reducción de nuestra huella de carbono, reducción de nuestra huella hídrica y demás.

Entonces, en ese sentido, creo que estamos dando unos resultados buenos y robustos en un contexto retador, un plan de negocios sólido para el 21-23, y nuevamente, pues un detalle adicional sobre la transacción propuesta con ISA.

Agradecerles su participación, sus preguntas, el seguimiento que hacen de la compañía. Nos sirve muchísimo entender sus puntos de énfasis, sus preocupaciones también, y nuevamente, desearles que estén bien y que permanezcan con salud ustedes y sus seres queridos. Muchísimas gracias. Hasta luego.

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