



LLAMADA DE RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS GRUPO ECOPETROL 4T 2019

Operadora: Buenos días, mi nombre es Silvia, y yo seré su operadora para la conferencia de hoy. En este momento me gustaría darle la bienvenida a Ecopetrol IV Trimestre 2019, conferencia de resultados. Todas las líneas han sido configuradas en *mute* o en silencio, para evitar ruido de fondo. Después de los comentarios, habrá una sesión de preguntas y respuestas.

Gracias por su atención. Juan Pablo Crane comenzará la conferencia el día de hoy. Señor Crane, puede comenzar.

Juan Pablo Crane: Buenos días. Damos la bienvenida a todos los participantes en la llamada de conferencia de hoy, en la cual discutiremos los resultados operacionales y financieros del Grupo Ecopetrol para el IV Trimestre y cierre del año 2019.

Antes de comenzar, es importante mencionar que los comentarios de la alta gerencia de Ecopetrol podrían incluir 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.

La llamada de conferencia será liderada por el señor Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol. Adicionalmente, participan: Alberto Consuegra, vicepresidente ejecutivo; y Jaime Caballero, vicepresidente corporativo de finanzas.

Iniciaremos la presentación mostrando los principales logros del año, pasaremos luego a mostrar los hitos del negocio, los resultados financieros reportados bajo las normas internacionales de información financiera y finalizaremos con los aspectos más relevantes del plan 2020-2022 y una sesión de preguntas y respuestas.

Cedo ahora la palabra al señor Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol.

Felipe Bayón: Juan Pablo, muchas gracias.

Quiero darle la bienvenida a todos los que nos acompañan el día de hoy en esta conferencia de resultados del IV Trimestre y del balance del año 2019.

Me complace sobremedida compartir con ustedes unos sobresalientes resultados operativos y financieros para el Grupo Ecopetrol.

En el frente de reservas y producción, resaltamos nuestro ingreso en la subcuenca Midland, de la cuenca Permian, en Texas, Estados Unidos, mediante un acuerdo de inversión con Occidental, para participar en la explotación de yacimientos no convencionales.

Esto nos permitió adicionar 164 millones de barriles de petróleo, equivalente a las reservas del año 2019.



Otro hito igualmente importante, fue la adquisición del 30% de la participación de Shell, en el descubrimiento de Gato do Mato, en la cuenca Santos, del Presal brasilero, donde esperamos perforar un pozo delimitador en el año 2020.

Asimismo, quiero destacar la perforación exitosa del pozo ESOX-1, en el Golfo de México, que se encuentra actualmente en producción y el avance en la viabilidad de los proyectos piloto investigación integral, para el desarrollo de los no convencionales en Colombia.

Por otra parte, seguimos posicionando a Ecopetrol en la transición energética.

En este sentido dos grandes frentes. El primero: el fortalecimiento de la agenda de gas, combustible de la transición.

En este frente hubo logros muy importantes. El preacuerdo de nuestra filial Hocol con Crevron, para la adquisición de su participación en los campos Chuchupa y Ballena, transacción sujeta en este momento a la aprobación por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio.

Y segundo: el acuerdo comercial suscrito entre Ecopetrol y Shell, en la provincia gasífera del *Offshore* colombiano, en costa afuera.

Recientemente también anunciamos la creación de una nueva vicepresidencia de gas, la cual estará liderada por una mujer, ingeniera de petróleos, con más de 20 años de experiencia en la industria.

El segundo frente es nuestro plan de descarbonización, donde hemos anunciado, primero, nuestra meta de reducir el 20% de las emisiones de CO2 al año 2030, en línea con nuestro compromiso para disminuir la vulnerabilidad de la operación al cambio climático y seguir contribuyendo al cuidado del medio ambiente.

Adicionalmente, en enero de este año, nos adherimos a la iniciativa Zero Routine Flaring, del Banco Mundial, buscando disminuir las quemas rutinarias en las teas, en la operación.

Como parte de este plan, la compañía estableció la meta de incorporar alrededor de 300 megavatios de energía renovables no convencionales al año 2022.

Avanzando en esta meta, inauguramos el año pasado el Parque Solar Castilla, con 21 megavatios de capacidad. Y a su vez, nos fueron adjudicados 30 megavatios en la subasta de fuentes no convencionales de energía renovables.

Este año tenemos planeada la construcción de un segundo parque solar, en San Fernando, en el Meta, con 50 megavatios de capacidad.

Seguimos contribuyendo a una mejor calidad del aire de las ciudades en el país, ofreciendo combustibles más limpios, con mejores estándares a aquellos exigidos por la ley.

Vamos, por favor, ahora a la siguiente lámina para hablar de los resultados financieros y operativos de la compañía.



Continuamos entregando sólidos resultados, con un crecimiento sostenible, a pesar de la volatilidad.

En el 2019 logramos los resultados financieros más altos de los últimos 6 años.

Estos excelentes resultados se obtuvieron, entre otras cosas, gracias al buen desempeño operacional de todos los segmentos y al posicionamiento de nuestros crudos en los mercados donde nos generan mayor valor.

Este gran desempeño nos permitió también la distribución de los dividendos más alto de la historia de la compañía, 314 pesos por acción.

En el frente reservas, me complace anunciar que reemplazamos el 169% de nuestra producción, siendo esta la tasa de reposición más alta en los últimos 9 años, superando además la meta planteada de reponer el 100% de nuestras reservas, sin el efecto del precio.

En la campaña exploratoria, el Grupo y sus socios completaron la perforación de 20 pozos exploratorios, superando así la meta de 12 pozos que nos habíamos puesto para el 2019, y tuvimos una tasa de éxito geológico del 40%.

En el frente de producción, alcanzamos 725,000 barriles de petróleo equivalente por día, cumpliendo con estar en el rango trazado de 720,000 a 730,000 barriles por día, pese a algunos eventos operacionales y de orden público que ocurrieron el año pasado.

Los niveles de producción se soportan en los buenos resultados de las campañas de perforación y la mayor comercialización de gas.

En el segmento de transporte incrementamos el volumen transportado en un 4% frente al año anterior, el 2018, con 1,153,000 barriles por día transportados, cumpliendo con la meta planteada.

Y como parte del compromiso con la disciplina de capital y eficiencia en costos al cierre del 2019, obtuvimos eficiencias acumulados en el año de 3.3 billones de pesos, excediendo la meta prevista en el plan 2019-2021.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina, para hablar del entorno de mercado.

Durante el 2019 tuvimos un entorno de altísima volatilidad. El precio promedio del Brent disminuyó 7.5 dólares por barril frente al año 2018.

La evaluación de la tasa de cambio en promedio ayudó, en parte, a mitigar el impacto de un menor precio del Brent.

En cuanto al desempeño de nuestras canastas, vimos un fortalecimiento de los crudos pesados, debido principalmente al menor suministro de estos en la región y alcanzamos en el 2019 un diferencial récord de 5,6 dólares por barril.



Nuestra estrategia comercial nos permitió lograr una aproximación directa con los refinadores, convirtiéndonos en un proveedor de crudos pesados confiable para nuestros clientes, con altos estándares de calidad y tiempos de entrega competitivos.

En los refinados vimos un debilitamiento de los márgenes, no obstante, el diferencial de nuestra canasta se mantuvo estable frente al año 2018.

Hacia adelante, nuestro plan de negocios está diseñado a precios Brent de 57 dólares por barril, con flexibilidad para afrontar un entorno retador de mercado.

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

Alberto Consuegra: Gracias, Felipe.

Quisiera empezar por presentar los resultados de la actividad exploratoria a nivel local e internacional, donde obtuvimos participación en 14 nuevas áreas, consolidando la estrategia enfocada en la incorporación de activos, a través de compras, *farm-ins* y participación en rondas exploratorias.

Gracias al despliegue de actividad exploratoria, se incorporaron cerca de 150 millones de barriles de petróleo equivalente en recursos descubiertos por delimitar, apalancando el incremento futuro de reservas del grupo empresarial.

Los exitosos resultados de la estrategia de exploración en áreas cercanas a campos de producción existente, *near-field exploration*, permitieron sumar en pruebas extensas más de 1 millón de barriles de petróleo equivalente, acumulados a la producción de Ecopetrol.

Actualmente los pozos descubridores Jaspe, Andina y Cosecha se encuentran en evaluación de comercialidad.

Por su parte, Bullerengue-3, Flamencos-1 y Boranda están en fase de delimitación y se tiene prevista la perforación de cuatro pozos delimitadores en el 2020.

Importante mencionar que al Grupo de Ecopetrol, por parte de su filial a Hocol, le fueron adjudicados por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos siete bloques exploratorios, durante los procesos permanentes de asignación de áreas.

Por su parte, a Ecopetrol S.A. le fue adjudicado un bloque de *offshore* y dos bloques *onshore*, los cuales se encuentran ubicados en el Piedemonte llanero, permitiendo fortalecer nuestra presencia en esta zona del país.

También quiero destacar la adquisición de 2,000 kilómetros cuadrados de sísmica marina 3D, en aguas profundas en el bloque COL 5.

Esta información permitirá a Ecopetrol ampliar y fortalecer el portafolio exploratorio de la sur del Caribe colombiano.



Adicionalmente, como parte de las rondas de adjudicación de áreas exploratorias en Estados Unidos, le fue asignado a Ecopetrol América el bloque MC 904, ubicado en el área del Mississippi Canyon.

Vamos a la siguiente lámina, para hablar sobre los resultados de producción.

El crecimiento en la producción de año obedece a los buenos resultados en los campos Akacías, Yariguí, Caño Sur, Chichimene, y mayor comercialización de gas proveniente principalmente de los campos Cupiagua y Piedemonte.

Se destaca también la entrada en operación de la planta de GLP de Cupiagua y el aumento de la capacidad de inyección de agua en Rubiales.

Para el 2020 esperamos alcanzar una producción entre 750 y 760,000 barriles equivalentes por día, soportados principalmente en la ejecución de proyectos de perforación y recobro en campos actuales, la reversión de los campos Floreña y Pauto, así como la entrada en producción de los campos adquiridos durante el 2019, en línea con el plan de inversiones del segmento.

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

Al cierre de 2019, la vida media de reservas de crudo y gas equivale a 7.8 años, mejorando en un 8.3% frente a los 7.2 años del año 2018.

El crecimiento orgánico, en línea con nuestra meta de reemplazar como mínimo el 100% de la producción.

Dentro de este componente se destacan, de una parte, la incorporación vía proyectos de recobro primario, que tuvo un aporte de 103 millones de barriles de petróleo equivalente, destacándose el comportamiento de los campos Rubiales, Cupiagua y Caño Sur.

De otro lado, el programa de recobro secundario y terciario representó 94 millones de barriles de petróleo equivalente adicionales, resaltando el desempeño de los campos Chichimene, Castilla y Yariguí.

Gracias a los avances realizados en crecimiento inorgánico, se adicionaron 164 millones de barriles de petróleo equivalente provenientes del JV con Oxy, en la cuenca del Permian.

Vamos a la siguiente lámina para hablar sobre los exitosos resultados del programa de recobro mejorado.

El programa de recobro continúa soportando gran parte de nuestra estrategia de crecimiento y generación de valor y representó el 22% de la incorporación de Reservas 1P durante la vigencia 2019.

Dentro de esta estrategia se destaca el inicio del desarrollo terciario, con inyección de polímeros en el campo Dina y cuatro nuevos pilotos, tres de inyección de agua en Provincia, Tisquirama y Nutria y uno de inyección de aire en Chichimene.



Vamos a la siguiente lámina, para presentarles los resultados del segmento de transporte.

Durante el 2019 aumentamos el volumen agregado de crudo y producto transportado en 4%, frente al 2018.

El transporte de crudo incrementó 5%, gracias a la mayor producción del país, a la captura de barriles que anteriormente se evacuaban por afuera de nuestros oleoductos, como el caso de la inyección de crudo del campo Acordeonero en Ayacucho, y por último, a la mayor demanda de crudo de la refinería de Barrancabermeja.

La estabilidad en refinados estuvo soportada por incremento de demanda en zona de frontera, que permitió compensar el menor transporte por la parada programada en la refinería de Barrancabermeja.

Nuestros esfuerzos continúan focalizados en asegurar la operación de los sistemas afectados por acciones de tercero.

Particularmente, para garantizar la evacuación de los campos de Arauca, se realizaron 46 ciclos de reversión, que permitieron transportar un volumen de 11.5 millones de barriles, sin mayores impactos en producción.

Pasemos ahora a los resultados del segmento de refinación.

Dado el retador entorno de mercado en 2019, los diferenciales de los precios de productos internacionales frente al Brent mostraron un deterioro, principalmente en naftas y gasolinas.

En el último trimestre del 2019, el mayor diferencial se presentó en el *fuel oil*, impactando negativamente a la refinería de Barrancabermeja.

Este comportamiento en los precios de los productos, unido a una mayor fortaleza en los diferenciales versus Brent de los crudos que conforman la dieta de nuestras refinerías, implicaron márgenes brutos de refinación más débiles, dando como resultado un margen conjunto de refinación de 10 dólares por barril en 2019.

A pesar de la afectación en los márgenes, gracias a la continua optimización de la dieta de crudo y a la gestión en integridad de activos, la carga conjunta de las refinerías alcanzó el máximo histórico anual, de 374,000 barriles día.

Adicionalmente, las refinerías alcanzaron niveles récord en los rendimientos de destilados medios, registrando 37% en Barrancabermeja y 57% en Cartagena.

Durante el cuarto trimestre de 2019, la Refinería de Cartagena alcanzó una carga de 156,000 barriles día, marcando un récord de participación de crudo nacional en la dieta, que aumentó al 92%, frente a un 77% en el mismo trimestre del 2018.

Este aumento en la proporción de crudos nacionales favoreció de manera importante el costo de la dieta, mitigando parcialmente el impacto del fortalecimiento del precio de los crudos pesados y medios en el mercado internacional.



La Refinería de Barrancabermeja mantuvo una operación estable y un buen desempeño operacional llegando a una carga promedio de 222,000 barriles día en el cuarto trimestre del 2019.

Vamos a la siguiente lámina para hablar sobre los avances en eficiencias.

Durante el 2019 continuamos en la senda de optimización del consumo del diluyente, reduciendo nuestro factor de dilución de 14.8% a 14.2%, gracias a la capacidad del Oleoducto de Los Llanos, ODL, para transportar a mayor viscosidad del crudo a Rubiales, sumado a la reducción en la evaporación del diluyente en activos como Castilla y Chichimene, por la implementación del cambio de especificaciones del diluyente.

Por su parte, el costo de levantamiento se ubicó en 8.7 dólares por barril, logrando mantenerlo en niveles estables, gracias a la implementación de estrategias de eficiencias y el efecto de tasa de cambio, lo cual logró mitigar el aumento por mayor actividad de mantenimiento de pozos y servicios de subsuelo, necesarios para el sostenimiento de la producción y al incremento de alrededor del 12% en la tarifa de energía.

Nuestro objetivo es continuar en la mejora de eficiencias en costo y disciplina de capital.

Ahora le paso la palabra a Jaime Caballero, quien les hablará de los principales logros financieros del Grupo.

Jaime Caballero: Gracias, Alberto.

Durante el cuarto trimestre de 2019, Ecopetrol entregó resultados financieros estables frente a lo registrado en 2018, apalancados por el mejor diferencial de precios de la canasta de crudo y productos, las mayores ventas de crudo y una mayor devaluación de la tasa de cambio.

El margen EBITDA se ubicó en 38.6%, mismo nivel registrado en el cuarto trimestre del 2018, debido principalmente al aumento en los ingresos, los cuales cerraron en 18.6 billones de pesos, el dato más alto de los últimos ocho trimestres.

Es importante resaltar que el cuarto trimestre presenta una alta estacionalidad de costos y gastos, lo cual impacta negativamente el margen EBITDA.

Por su parte, la utilidad neta se incrementó en un 54% y cerró en 4 billones de pesos, en línea con un mejor resultado en EBITDA, el ahorro en gastos financieros y una menor tasa efectiva de tributación.

Asimismo, se presentaron tres efectos no recurrentes que afectaron la utilidad, lo cual explicaré en detalle más adelante.

Vamos por favor a la siguiente lámina, para ver los resultados agregados del año 2019.

Durante 2019, Ecopetrol entregó los mejores resultados de los últimos seis años y alcanzó un EBITDA récord en la historia, de 31.1 billones de pesos.



El resultado se obtuvo con una caída de 7.5 dólares por barril en el precio del Brent frente al 2018, así como a un entorno de precios de productos más retador para el segmento de refinación durante el 2019, debido a una alta volatilidad de precios de productos.

El crecimiento del Grupo continuó siendo rentable, evidenciado en un ROACE de 14.3%, superior a la meta planteada para 2019-2021 de obtener un ROACE mayor al 11%.

El principal indicador de apalancamiento deuda versus EBITDA, continúa estable frente al 2018, ubicándose en 1.2 veces, en el rango inferior de la meta de endeudamiento para el plan 19-21.

Para 2020 se prevé un *rollover* de los vencimientos del año por 434 millones de dólares equivalentes. Y en caso que el crecimiento de la compañía requiera la ejecución de operaciones de financiamiento, estas se darán dentro del rango anunciado.

El *break even* de utilidad neta pasó de 37.4 dólares barril en 2018 a 29.9 dólares por barril en 2019, principalmente por el menor diferencial de crudos, el efecto de la ganancia de Invercolsa, la menor tasa efectiva de tributación y los menores gastos financieros.

El margen EBITDA se ubicó en 43.9%, ubicándose en el rango alto de los últimos seis años y presentó una leve disminución frente al 2018, asociada principalmente al incremento en los procesos de recobro mejorado, que implican actividades adicionales para realizar la extracción y la salida de mantenimiento de plantas de nuestras refinerías, lo cual implicó una importación de productos para suplir la demanda nacional.

Finalmente, el EBITDA por barril pasó de 39.6 dólares por barril en 2018 a 35.8 dólares por barril en 2019, debido al menor precio de la canasta de crudos y de productos.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina, para el detalle de la inversión en Invercolsa, sus implicaciones en los resultados de 2019 y las expectativas para 2020.

Inversiones de Gases de Colombia, Invercolsa, es un grupo empresarial con participación en compañías del sector energético, con presencia en 19 departamentos de Colombia. Actualmente tiene en su portafolio seis compañías controladas y nueve con posición no controladora.

Esta compañía se originó en el proceso de decisión de los activos de gas natural de la empresa Colgas S.A. y actualmente, de forma directa e indirecta, cuenta con un 34% de participación en el mercado de gas colombiano.

Como resultado del fallo proferido a favor, Ecopetrol obtuvo el control de Invercolsa, aumentando su participación del 43.35% al 51.88%.

Este cambio de control genera tres impactos importantes en nuestros estados financieros.

Primero, se reconocieron los dividendos que fueron decretados entre el año 2006 y junio del 2019, equivalentes al 8.53% de la participación en disputa. Un total de 147 millardos. Con el fallo, este monto ingresó a la caja de Ecopetrol y se reconoció un ingreso financiero no operacional.



Segundo, se generó un cambio en la clasificación contable de la inversión, dejando de ser una inversión en asociada a una inversión en subsidiaria, lo que implica, bajo normativa contable internacional, la consolidación línea a línea de los activos y pasivos de Invercolsa y sus compañías controladas.

Y tercero: se realizó una valoración de mercado de la inversión. Esto implicó medir a valor razonable la participación en la compañía y registrar un resultado por la diferencia con el valor en libros, similar al proceso que se adelanta para determinar el *impairment* de activos.

Este proceso de valoración generó el reconocimiento de un ingreso por única vez por 1 billón de pesos, con contrapartida en cada uno de los activos consolidados.

En adelante, las cifras financieras de Invercolsa se incluirán dentro del segmento del *downstream*, dada las características de su actividad económica, la cual consiste en transportar productos y servicios hasta los consumidores finales.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina, para ver el comportamiento de la utilidad del Grupo.

La utilidad neta del 2019 creció un 14% y cerró en 13.3 billones de pesos, destacando los siguientes aspectos:

Aumento en EBITDA de 0.3 billones, el ahorro en los gastos financieros de la deuda por prepagos realizados en el año 2018 por 0.7 billones y una menor tasa de tributación de 0.8 billones.

Una mayor diferencia en cambio por 0.4 billones, debido a la menor exposición cambiaria, generada en la valoración de la posición neta en dólares del Grupo.

La mayor depreciación por 0.9 billones, asociada a los resultados de la campaña de perforación y la mejora en el factor de recobro de los activos que incrementa a los activos fijos.

La utilidad del 2019, antes de efectos no recurrentes, se ubicarían en 12 billones, superior a la reportada en el 2018 de 11.6 billones.

Sin embargo, se presentaron los siguientes efectos no recurrentes que apalancaron la utilidad.

En primer lugar, producto del aumento en la participación de Invercolsa, mencionado anteriormente, se generó un aporte a la utilidad de 1 billón de pesos.

Es importante mencionar que dicho ingreso no generó un impuesto asociado al ser un ingreso no fiscal.

En segundo lugar, producto de la firma del acuerdo con OXY en Permian, por parte de Ecopetrol USA Inc., se prevé que esta compañía genere suficiente utilidad gravable para descontar las pérdidas fiscales históricas de Ecopetrol América, asociadas a su etapa de exploración.

Dado que la normatividad contable contempla que se apliquen las pérdidas fiscales en las declaraciones de impuestos futuras, es apropiado registrar un crédito fiscal por cobrar equivalente



a 1.5 billones de pesos, el cual reconoce el derecho que tendrá Ecopetrol de recuperar las mencionadas pérdidas fiscales.

Finalmente, durante 2019 se reconoció un gasto por *impairment* neto de activos de largo plazo por 1.4 billones de pesos neto de impuestos, el cual recoge dos factores importantes de mercado.

El primero corresponde al cambio de expectativas de precios de hidrocarburos de corto plazo, las cuales, con relación al año anterior, disminuyeron considerablemente, lo que impactó al segmento de exploración y producción.

El segundo corresponde a la evolución de las tasas de interés de mercado.

A lo largo del 2019, hemos observado una desaceleración económica mundial, que se a visto reflejado en un menor nivel de las tasas de descuento.

Esto benefició el valor recuperable de los activos en el segmento de refinación.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver el flujo de caja del Grupo.

A cierre de 2019, Ecopetrol mantuvo una sólida posición de caja cerrando en 12.1 billones de pesos.

El flujo de caja generado por la operación, incluyendo la variación en capital de trabajo, ascendió a 27.7 billones de pesos, como resultado de la eficiente gestión operacional en todos los segmentos de negocio.

Como hito relevante se destaca que durante 2019, el capital de trabajo se vio beneficiado por el ingreso de 5.4 billones de pesos en saldos a favor por parte del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, lo cual fortaleció la posición de caja del Grupo.

El flujo de inversión muestra una salida de recursos por 14 billones de pesos, que incluyen la mayor ejecución de Capex orgánico, así como la salida de recursos para la actividad inorgánica realizada durante el año.

El flujo de financiación presentó una salida de recursos por 17. 2 billones de pesos, donde se destaca una salida de recursos por 13.9 billones por el pago de los dividendos a nuestros accionistas y a los accionistas minoritarios de la subsidiaria del segmento de transporte, y el giro de recursos por 3.3 billones para pago de capital y servicio a la deuda.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina, para ver la ejecución del plan de inversiones 2019 y las expectativas para el 2020.

La ejecución de inversiones durante 2019 ascendió a 4.4 billones de dólares, compuesta en un 80% por inversiones orgánicas y 20 % por inversiones inorgánicas.

El 92% de las inversiones se ejecutaron en Colombia y el remanente, en el posicionamiento del Grupo Ecopetrol en cuencas de alta prospectividad en Estados Unidos y Brasil.



Se destaca que del total de las inversiones orgánicas de 2019, el 79% se concentró en los segmentos de producción y exploración y el 67% estuvo enfocado en el incremento de reservas y producción de hidrocarburos.

Frente a la expectativa para 2020, el plan considera una inversión entre 4,500 y 5,500 millones de dólares y está dirigido a mantener la dinámica de crecimiento y consolidación de la empresa. El plan se financiará con recursos propios.

El 80 % de la inversión se destinará a los segmentos de producción y exploración, para contribuir a la meta de producción orgánica.

En los segmentos de refinación y transporte, las inversiones estarán orientadas principalmente a asegurar la confiabilidad y rentabilidad sostenida de la operación de las refinерías de Barrancabermeja y Cartagena y de toda la red de oleoductos y poliductos.

Asimismo, como parte de la estrategia de sostenibilidad y competitividad del Grupo, se invertirán más de 150 millones de dólares en transición energética y descarbonización, cerca de 129 millones de dólares en el desarrollo de proyectos de transformación digital e innovación y más 1.7 billones de pesos en el fortalecimiento de los programas de inversión socioambiental.

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

Felipe Bayón: Jaime, muchas gracias.

Para Ecopetrol es una prioridad continuar avanzando en los frentes ambientales, sociales y de gobernabilidad.

En el frente ambiental, la descarbonización es una de nuestras prioridades.

Entre los años 2010 y 2019, redujimos más de 6.6 millones de toneladas de CO2 y nos adherimos a la Coalición del Clima y el Aire Limpio, la cual nos permite contar con una estrategia de reducción de emisiones fugitivas y venteos alineada con los estándares internacionales.

En el 2019, adicionalmente a lo ya mencionado, queremos destacar la firma de un convenio con The Nature Conservancy, para trabajar en el portafolio de soluciones basadas en la naturaleza, que buscan compensar las emisiones de carbono.

En el frente social aumentamos nuestra inversión a 245,000 millones de pesos.

En el frente de gobernabilidad se destaca la transición ordenada en la Junta Directiva, así como la creación del Comité de Innovación y Tecnología de la Junta Directiva. Esto nos va a permitir seguir avanzando en la transformación digital.

Como en años anteriores, firmamos el pacto de transparencia y anticorrupción, el cual ratifica nuestro compromiso por el cumplimiento del código de ética y conducta, los principios éticos de la compañía, la cero tolerancia con la corrupción y la total disposición para apoyar las iniciativas gubernamentales en torno a este tema.



Vamos, por favor, a la siguiente lámina, para presentar los principales objetivos del plan de negocios 2020-2022.

El plan 2020-2022 busca que la compañía continúe la senda de crecimiento rentable y sostenible, con foco en Colombia y actividad en cuencas internacionales de altísima prospectividad.

Las invasiones orgánicas se estiman entre 13 y 17 billones de dólares.

Nuestro plan mantiene los criterios de disciplina de capital, protección de caja y eficiencia de costos, que permitirán tener una sólida generación de caja operativa, estimada entre 21 y 22 billones de dólares y un ROACE mayor al 11%, con un precio Brent de 57 dólares por barril. El indicador deuda bruta EBITDA se mantendrá por debajo de 1.5 veces.

La reducción de la huella de carbono y la incorporación de energías renovables son parte fundamental de este plan.

Al 2022 se contempla llegar a una reducción acumulada total entre 1.8 y 2 millones de toneladas de CO2 equivalente y tener 300 megavatios de autogeneración en fuentes de energía renovable.

En este periodo se invertirán, al menos, 1.7 billones de pesos, para mejorar la calidad de vida e incentivar el desarrollo empresarial y rural de las comunidades en las cuales opera la compañía, adicional de las contribuciones que realiza la compañía a través de impuestos directos, indirectos, regalías y dividendos.

El plan 2020-2022, refuerza el compromiso de Ecopetrol con una operación segura y ambientalmente sostenible, con la protección de la biodiversidad y de las comunidades de las zonas en las cuales opera y la generación de valor para todos sus accionistas.

Vamos ahora, por favor, a la siguiente lámina, para presentar las principales conclusiones.

El 2019 fue un año con excelentes resultados financieros y operativos, cumpliendo las metas establecidas y con algunos records que quisiera destacar.

Primero: el logro de los resultados financieros más altos de los últimos 6 años, alcanzando una utilidad neta de 13.3 billones de pesos, un EBITDA de 31.1 billones de pesos y un margen EBITDA del 44%.

Segundo: el índice de reposición de reservas más alto en los últimos nueve años, pese a un precio del petróleo inferior en un 15% versus el año 2018.

Tercero: la distribución de dividendos de 314 pesos por acción, que ha sido la más alta la historia de la compañía.

Cuarto: el diferencial record de crudo versus el Brent de -5,6 dólares por barril promedio año.

En este 2020 continuamos buscando oportunidades de crecimiento rentable y continuamos avanzando en los frentes ESG de medio ambiente social y de gobernabilidad y también en la innovación tecnológica.



Esperamos para el cierre de este año estar compartiendo con nuestros grupos de interés la estrategia del Grupo al año 2030, ofreciendo una visión de largo plazo de la compañía frente a los retos y oportunidades que ofrece la transición energética.

Nuevamente, muchas gracias a todos los que participan de esta llamada y con esto abro la sesión de preguntas y respuestas.

Operadora: Gracias.

En este momento me gustaría recordarles a los participantes que si tienen una pregunta, que presione asterisco (*) y luego 1 en su teclado de teléfono.

Si desea retirarse de la lista de preguntas, presione asterisco (*) numeral (#).

Nuevamente, si tiene alguna pregunta, oprima el asterisco (*) y luego 1 en su teléfono.

En este momento tenemos a Ricardo Sandoval de Bancolombia.

Ricardo Sandoval: Buenos días. Muchas gracias por la presentación. Yo quería preguntar tres cosas principalmente.

Lo primero, es que recientemente se han escuchado muchos comentarios sobre que los yacimientos no convencionales en Colombia tardarán alrededor de dos años para comenzar a desarrollarse en gran escala.

En presentaciones anteriores teníamos entendido que, de pronto, la proyección a gran escala en producción de no convencionales y/o la evaluación de esa producción a gran escala iba a iniciar a finales del 2020 o se iba a comenzar a planear.

Quisiera saber, de pronto, si ustedes comparten esa opinión de si se va a demorar dos años o si hay algún tipo de actualización en este cronograma que habían presentado. Esa es la primera pregunta.

La segunda pregunta: Me llama un poco la atención en el reporte de resultados que los costos variables tienen un impacto de incremento bastante significativo, por la importación de diésel para suplir el mercado nacional durante el 2019.

Yo tenía entendido que nosotros éramos autosuficientes en temas de diésel en Colombia y me llama por eso la atención que se esté importando diésel, para suplir el mercado nacional, pues como ahí está descrito.

Y quisiera saber si esto va a afectar y va a seguir afectando, digamos, hacia adelante los resultados o fue algo específicamente del año 2019.

La tercera pregunta es respecto a la deuda bruta EBITDA, que la guía es de 1 a 1,5 dado el nivel del precio del crudo actual.



Yo quisiera saber si ustedes han hecho alguna sensibilidad de qué precio promedio del crudo no les permitirá cumplir con esa guía de apalancamiento o si, igual, esa es la guía, así el crudo esté a 50 en promedio o a 55. Tener un poco de color en esa sensibilidad. Esas serían mis tres preguntas.

Felipe Bayón: Ricardo, ¿quiubo?. Felipe. Buenos días, gracias por las preguntas.

Voy a empezar con el primer punto, el tema de no convencionales. Después tenemos la pregunta sobre el diésel. Hay un tema puntual sobre HDT, una unidad de hidtratamiento.

Le voy a pedir a Tomás Hernández, de Refinación que nos cuente un poco más esa segunda pregunta.

Y tercero, pues darles también un poco de *guidance*, en términos de deuda bruta EBITDA y Jaime nos ayuda con algún detalle adicional.

En términos de no convencionales, yo creo que es importante lo siguiente, desde el punto de vista del marco de referencia como uno puede pensar en este tema en Colombia.

Primero: en este momento el Gobierno nacional está trabajando en la reglamentación de los proyectos piloto de investigación integral y eso incluye todo un proceso para permitir que los ciudadanos hagan comentarios sobre esa regulación, sobre los decretos como tal y todo ese proceso se está surtiendo.

¿Eso qué quiere decir? El Gobierno está tomándose sus tiempos para que salga la reglamentación para poder hacer los proyectos piloto. Y los proyectos piloto van a tener, desde el punto de vista técnico, social, ambiental, de salud, digamos que una reglamentación muy clara.

¿Qué quiere decir todo esto? Y nosotros lo hemos dicho en anteriores oportunidades, el tema de los no convencionales en Colombia no se trata de que lo hagamos rápido, se trata de que lo hagamos bien.

Nosotros estamos viendo que en el cronograma como tal, que es el otro punto de la pregunta, eventualmente la reglamentación va a estar lista ahora en los próximos meses. Nosotros, con base en esa reglamentación, haremos todo el proceso de licenciamiento de los pilotos.

Una vez tengamos las licencias, pues podremos empezar lo que se llama ya la ejecución física de los pilotos. Todo el tema de obras civiles, todo el tema de perforaciones y todo el tema de operación como tal.

Entonces, en ese sentido, si es a final de este año, a principios del próximo año, pues nosotros estamos bastante tranquilos y bastante cómodos.

Seguimos convencidos que el potencial de los no convencionales es realmente grande para el país, desde el punto de vista de seguridad energética y autosuficiencia.

Y por último, y esto yo creo que también es un elemento adicional para pensar un poquito en esto hacia adelante.



Si uno toma como ejemplo nuestra experiencia reciente en el Permian, en Estados Unidos, y estoy aquí adelantado el reloj pues un montón de meses hacia adelante, fíjense que nosotros muy rápidamente, y en menos de un año, pudimos cerrar el *joint venture* con Occidental, pudimos empezar actividad, pudimos tener taladros, tener producción.

Y de hecho, en el plan 2022 y hacia adelante, estamos dando un poquito de *guidance* sobre nivel de actividad, nivel de producción.

O sea, si uno es exitoso en la parte exploratoria y, otra vez, si en Colombia los proyectos pilotos determinan, después de hacer todo el análisis, que podemos seguir adelante con esa actividad, es una actividad de ciclo corto que muy rápidamente se puede escalar y eso es un poco a lo que le estamos apuntando.

Entonces, gran oportunidad, no se trata de hacerlo rápido, sino bien, de hacerlo de cara a las comunidades y en ese sentido estamos trabajando.

O sea, compromiso absoluto de Ecopetrol para participar en los proyectos piloto y permitirle al país tener una fuente adicional de hidrocarburos y de energía.

Desde el punto de vista de diésel, y le decía, voy a pedirle a Tomás que nos cuente un poquito.

Al principio del año pasado, tuvimos algunos temas operacionales con una unidad particular de hidrotratamiento. Somos autosuficientes.

Y también hay un elemento adicional, que es, digamos, desde el punto de vista de especificación técnica del diésel, cumplir con algunos números, como el número de cetano, que ha requerido que hagamos algunas importaciones puntuales, y que eso ha hecho que, de alguna manera, tengamos que hacer importaciones.

En últimas, acordémonos que, si bien somos autosuficientes como país, es fundamental siempre en estas cosas tener el lente de la racionalidad económica en las operaciones que uno está llevando a cabo y eventualmente decir: “Oiga, este diésel que estoy produciendo lo puedo exportar porque sale mejor importar otro para hacer estas correcciones”, y eso es algo que estamos mirando permanentemente.

Tomás, si nos cuentas un poco más sobre el tema de HDT y un poco de estos temas operacionales.

Tomás Hernández: Bien. Gracias, Ricardo, por la pregunta.

Sí, primero quería decir que el año 2019 fue un año que no fue muy usual.

Les recordamos que tuvimos la parada en Barrancabermeja. HDT fue la primera parada en 10 años. Una parada mayor después de 10 años de operación.

Hubo unas extensiones de esa parada. Siendo la primera, tuvimos una extensión de la parada que obviamente nos ocasionó traer más diésel e importa más diésel.

También tuvimos la primera parada de *hydrocracking* en Cartagena.



Imagínese que son las dos unidades que producen más diésel en el país, en refinación. Las dos plantas las tuvimos paradas en el primer semestre. Entonces, eso ocasiona una necesidad de traer diésel importado.

El otro punto es el punto de calidad, que obviamente tenemos una deficiencia de cetano, que estamos corriendo con unos aditivos, pero eso también, en momentos, nos ocasiona tener que importar más diésel, como dice el presidente.

Sí tenemos unas paradas, una parada que estamos programando de HDT, en el 1Q, y es para prepararnos para senda de calidad de combustibles. O sea, estamos en ese proceso.

Y mucho del esfuerzo que tenemos se refinación es asegurar que las plantas de conversión, de producción de diésel y de gasolina en calidad están mejorando hacia esa senda que queremos llegar, en la senda de que haya combustibles del país.

Jaime Caballero: Bueno, hola a todos, soy Jaime Caballero. Voy a hacer referencia a la pregunta, Ricardo, sobre deuda bruta EBITDA.

Como tú bien mencionas, nuestra guía en el plan de negocios ha sido mantenernos en un ratio de entre 1 y 1.5 veces.

Nuestro horizonte de planeación. Nosotros, el plan de negocios lo vemos a 57 dólares por barril.

Sin embargo, ese plan se construye moviéndose en una banda amplia, que va entre 50 y 60 dólares por barril.

Un poco las metas que ponemos dentro del plan, tienen flexibilidad moviéndose dentro de esa banda.

Yo diría que la forma es particular, como estamos viendo el tema de apalancamiento, gira alrededor de dos o tres temas claves.

El primer tema es mantener la flexibilidad que tenemos actualmente, para acceder a oportunidades rentables, de calidad, que tengamos, particularmente en términos de nuevos negocios.

La capacidad de apalancamiento que tenemos actualmente nos permite un cupo amplio en ese sentido, entre 2 y 3 billones de dólares, sin recurrir o sin salirnos de esa guía que estamos estableciendo. Ese es un primer factor.

Un segundo factor es darnos resiliencia frente a fluctuaciones de precio.

Nosotros tenemos un plan, que es muy robusto, en 57. Nos movemos en esa banda, entre 50 y 60. Pero en coyunturas específicas, si por situaciones de caja, tenemos que recurrir a endeudamiento, tenemos la facultad de hacerlo en ese rango. Eso es un poco como el segundo factor.



Y el tercer factor importante en la manera cómo vemos estos rangos, es la optimización de la estructura de capital del Grupo.

¿Qué quiere decir eso? Viendo la estructura de capital como un todo, creemos que tenemos oportunidades de mejorar y optimizar el endeudamiento del Grupo en algunos segmentos. En particular, yo les he hablado en el pasado acerca del *midstream* y la capacidad del endeudamiento que tenemos dentro de ese segmento.

Eso es un tema que estamos trabajando, que está en curso y que ustedes pueden esperar, en el que vamos a actuar este año.

Y asimismo vemos que también puede haber oportunidades puntuales de mejorar el costo de deuda del Grupo, aprovechando las coyunturas de mercado.

En ese sentido estamos trabajando en el *rollover* de la deuda y quizás en cambiar unos componentes del mismo.

Esa es un poco la respuesta global a cómo estamos viendo el tema de apalancamiento.

Ricardo Sandoval: Muchísimas gracias. Muy claro todo. Muy amables.

Operadora: Tenemos a Katherine Ortiz, de Davivienda Corredores.

Katherine Ortiz: Buenos días. Muchas gracias por el espacio. Realmente tengo dos preguntas.

La primera es que quisiera entender mejor el movimiento contable del tratamiento de las pérdidas fiscales de Estados Unidos, de Ecopetrol América. Si esto definitivamente ya sería el único efecto que veríamos en términos de utilidades para Ecopetrol y entender bien un poco las cuentas que se están moviendo en este cambio.

Y lo segundo, en el plan de negocios no se habla de la ampliación de capacidad de Reficar. No sé si es un proyecto que por ahora está en *stand by* o se sigue contemplando hacia adelante.

Gracias.

Felipe Bayón: Empecemos por la segunda pregunta y después le pido a Jaime que nos ayude con la primera pregunta.

Efectivamente, en términos de la ampliación de la Refinería de Cartagena, nosotros ya habíamos anunciado la interconexión con la torre de crudo original de la refinería, para llevar, nuevamente, la Refinería de Cartagena, de una capacidad nominal de 150,000 barriles a 200,000 barriles. El proyecto está en curso, el proyecto está en marcha.

Posiblemente no fuimos suficientemente explícitos en el reporte, pero creo que hay unas anotaciones en ese sentido.



Pero la idea es que el proyecto ya arrancó. Nosotros estamos viendo una inversión de entre 140 y 150 millones de dólares en este año y el año entrante, y la idea es que la unidad y la capacidad como tal de la Refinería de Cartagena la veamos ampliada hacia final del próximo año.

Jaime.

Jaime Caballero: Sí, voy a tomar un momento, Katherine, para explicar un poco el crédito fiscal asociado a la transacción que hicimos en Permian.

¿Un poco aquí cuál es el contexto? El contexto es que Ecopetrol, desde hace más de 10 años, tenía un negocio en Estados Unidos, Ecopetrol América, que tuvo un foco intenso en exploración.

Durante ese periodo de una década, se hicieron significativas inversiones exploratorias, algunas de las cuales no arrojaron resultados exitosos, y no se convirtieron en proyectos comerciales.

En esa línea, se acumuló durante esa década una pérdida de 2.1 billones de dólares durante ese periodo. Esa pérdida estaba en los libros de Ecopetrol América.

Y bajo la legislación fiscal en Estados Unidos, esas pérdidas se mantienen en los libros hasta que, eventualmente, uno vea que tiene una perspectiva de recuperación vía utilidades.

Cuando hacemos el negocio con Occidental, se crea una nueva subsidiaria de Ecopetrol, que es Ecopetrol Permian, y se pone bajo un paraguas, que es Ecopetrol Estados Unidos.

Al nosotros hacer esa figura, ¿sí?, permite que el negocio de Ecopetrol América y el negocio existente, el que venía de atrás de Ecopetrol América, y el negocio nuevo, asociado al *joint venture* de Permian, desde una óptica fiscal, se vean de forma combinada.

Al hacer esa combinación, y teniendo en cuenta que las proyecciones asociadas al negocio de Permian arrojan una utilidad para Ecopetrol y para el negocio, esas pérdidas fiscales se pueden tomar en consideración para un crédito fiscal que se pone en los libros.

¿Un poco cuál es el racional alrededor del tema? El racional es que el negocio en Estados Unidos, por las utilidades que va a generar, va a pagar unos impuestos. La tasa de tributación en Estados Unidos es del 21%.

Entonces, al tú reflejar esos flujos futuros, teniendo en cuenta que vamos a tener acceso a esos créditos fiscales que se pueden descontar de los impuestos a pagar, es necesario reflejar en los libros el crédito que va a lugar.

Ese crédito es de... ustedes lo ven en los estados financieros por 1.5 billones de pesos, unos 457 millones de dólares, y se sustenta, ¿en qué este sustenta en las utilidades futuras?, se sustentan en el registro que hicimos de reserva asociado a la transacción. Creo que esto es un punto tal vez muy importante.

El cálculo de este crédito fiscal no tiene en consideración *offside* asociados a la transacción, no tiene en consideración recursos, no tiene en consideración 3P, 2P. Solamente tiene en consideración las reservas probadas, certificadas por los auditores independientes.

Entonces, teniendo en cuenta esos elementos, uno: la confianza alrededor de que esos flujos van a ocurrir en el futuro, porque están respaldados por reservas probadas, y dos: la claridad que se tiene en cuanto a la legislación fiscal en Estados Unidos en esta materia, pues procedimos a registrar este crédito fiscal.

En cuanto a tu pregunta, si hacia adelante puede haber más registros en este sentido. La respuesta es: este es un registro robusto, inicial, de la transacción. Es el que por normas contables, debemos realizar.

Pero a futuro, en la medida en que se vayan presentando más incorporaciones de reserva, que puedan afectar la proyección de utilidades futuras del negocio en Estados Unidos, puede haber más créditos en este sentido.

Katherine Ortiz: Okay. Solo para confirmar, el total que podría deducirse son 2.1 billones de pesos, de dólares, perdón, que es el acumulado que mencionabas ahorita, de pérdidas que tienen en Estados Unidos. Ese sería el máximo.

Jaime Caballero: Sí.

Katherine Ortiz: Y solo hicieron 457.

Jaime Caballero: El total, o sea, el crédito fiscal corresponde al crédito total que se puede hacer respecto a las pérdidas fiscales acumuladas. O sea, que ese balance es final.

Lo que puede cambiar hacia adelante es que en la medida que seguimos haciendo inversiones en Estados Unidos, seguimos inyectando Capex en Estados Unidos, puede haber revisiones hacia adelante, teniendo en cuenta si hubiese más pérdidas a presentarse.

Katherine Ortiz: Okay, perfecto. Muchísimas gracias. Muy clara la explicación.

Operadora: En este momento tenemos a Andrés Duarte, de Corficolombiana.

Andrés Duarte: Buenos días. Felicitaciones por los resultados, especialmente en lo que tiene que ver con las reservas.

Tengo tres preguntas, dos muy cortas y la tercera normal.

La primera pregunta es: ¿El valor razonable de Invercolsa al fin cuál fue?

Ahí están los datos del ingreso no recurrente, etcétera, pero quería confirmar cuál había sido el valor razonable calculado.

La segunda pregunta es relacionada con la expectativa de producción de gas *offshore* para 2024, que he escuchado en algunos eventos, si no estoy mal, eso sería 100 millones de pies cúbicos.



Quiero saber si esa expectativa depende simplemente del orden y del cronograma que ustedes tienen para sus inversiones o requiere de un incremento en el precio de importación de gas a futuro.

Y finalmente, la última pregunta es relacionada con las reservas y el *impairment*.

Ustedes tienen una mejora en el rubro de revisiones de las reservas, a pesar del hecho de que se están utilizando precios de referencia más bajos, lo que implica que el efecto positivo de las optimizaciones que ustedes han logrado supera el efecto negativo del precio. Entonces, pues muy bien por ese lado. Un resultado muy bueno.

Quería entender, dado esto, se ha dado una revisión positiva en reservas, ¿cómo se interpreta el *impairment* en los activos de exploración y producción?

¿Es un tema de que la reserva está con un precio promedio a 2019 y el *impairment* es un precio proyectado o cómo se puede interpretar eso?

Muchas gracias y de nuevo, felicitaciones.

Felipe Bayón: Qué hubo, Andrés. Felipe. Muchas gracias por la pregunta.

Si me permites, voy a hacer una referencia puntual a la pregunta que nos hacía Katherine hace un momento.

Andrés Duarte: Claro.

Felipe Bayón: Que tiene que ver con el IPSC y con la conexión de la refinería, simplemente para apuntar hacia una lámina, la lámina 25, en la parte operativa, donde estamos dando una *guidance* de carga de refinerías, que dice: “370,000 a 420,000 barriles” y ahí está incluida la conexión de la torre o de los equipos originales de la Refinería de Cartagena. Simplemente para cerrar ese punto.

En términos de tus preguntas, voy a arrancar con producción *offshore* para el 2024 y entiendo producción de gas *offshore* y después le pido a Jaime que nos ayude con el tema de Invercolsa y con el tema de las reservas.

Desde el punto de vista de gas *offshore*, contesto: nosotros tenemos varios descubrimientos en costa afuera o en el Caribe colombiano, en particular Orca, cerca de La Guajira, donde estamos en asociación con Petrobras, y estamos trabajando ahora, desde el punto de vista técnico, para definir concepto de desarrollo, o sea, en detalle cómo se desarrollarían y cuál sería desde el punto de vista técnico y de inversiones la manera apropiada para traer esas moléculas al mercado y dentro de ese ejercicio definir los tiempos en los cuales vendrían esas moléculas de gas al mercado colombiano.

Acordémonos que tenemos ahí la facilidad de una infraestructura existente en La Guajira, donde podríamos hacer conexiones de alguna manera relativamente sencillas, para traer ese gas.



Pero sí tenemos que terminar el trabajo técnico y el trabajo de definición de lo que llamamos concepto de desarrollo, que nos permitirá, entre otras cosas, mirar cuál es el *break even* de esas inversiones.

Sin embargo, sí les puedo decir que hemos avanzado muchísimo desde el punto de vista de tener unos conceptos de desarrollo rentables que nos permitan pensar en traer esas moléculas, y puede ser alrededor del 2024 o 2025, un poco más adelante.

Pero como les digo, una vez tengamos definido el concepto con nuestro socio, podremos estar anunciando en detalle cómo será el desarrollo puntual.

El tema de Invercolsa, Jaime, si nos ayuda con eso.

Jaime Caballero: Hola, Andrés.

Te doy un poco más de detalle alrededor de cómo aproximamos el tema de Invercolsa

Básicamente, las normas contables nos exigen que cuando hay este cambio en la posición de control, tenemos que cambiar un poco o actualizar la manera como estamos contabilizando a la compañía dentro de nuestros libros.

¿Cómo lo aproximamos? El proceso es, de hecho, similar a las valoraciones de *fair value* que hacemos para efectos de *impairment*.

En este caso, involucrando a firmas terceras, hicimos una valoración de flujo de caja descontado de Invercolsa a partir del histórico que han tenido en los últimos años y una revisión un poco de supuestos del plan de negocios existente que tiene Invercolsa.

Eso nos dio un *entreprise value* de unos 3.3 billones de pesos. Hay un *equity value* de 2,5 billones de pesos.

Y teniendo en cuenta la nueva participación que tiene Ecopetrol, eso nos da 1.3 billones de pesos.

¿Qué fue lo que hicimos? Fue registrar dentro de los libros el delta entre el valor de la participación que arroja este ejercicio contra lo que teníamos previamente en los libros y eso nos generó un ingreso extraordinario.

Sobre el tema quiero resaltar que esto es un registro de cierre de año. Nosotros aún estamos en el proceso de revisar en detalle el plan de negocio de Invercolsa, la estrategia de Invercolsa hacia adelante.

Y en la medida en que veamos que hay cambios en ese sentido, pues estaremos revisando un poco cómo estamos valorando la compañía dentro de nuestros libros.

Era importante hacer este ejercicio a cierre del 4Q, porque la norma nos exige que cuando se presentan este tipo de eventos, este registro se tiene que hacer dentro de los primeros 12 meses. Entonces, es un poco en cuanto al tema de Invercolsa.



Aprovecho y tomo tu tercer punto alrededor del tema como las que son reservas e *impairment*, y son dos temas separados.

La conversación sobre el aumento de reservas, yo creo que la hemos explicado bastante, un poco cuáles son los factores que dan lugar a la incorporación de reservas que hicimos este año.

Ahí se destacan el avance en los programas de recobro, el avance en el programa exploratorio y en las extensiones de los campos, las revisiones que hemos hecho a los planes de desarrollo.

Todos esos refuerzos han sido críticos y están detrás de la incorporación de reserva. Y adicionalmente, el tema inorgánico que hicimos con Permian. Entonces yo creo que ustedes lo conocen en bastante detalle.

Uno poco el mensaje ahí clave es: todos esos esfuerzos técnicos y comerciales, más que compensan un efecto negativo que hubo en cuanto al cambio en el precio entre el 2018 y el 2019.

Esa es la explicación del tema de reservas.

Cuando vamos al mundo de *impairment*, el mundo *impairment* no es una conversación global de todas las reservas de Ecopetrol. Es una conversación puntual que va campo a campo.

El lente no es balance general de la compañía, es un lente campo específico.

Y específicamente en cuanto al *impairment*, lo que hay que hacer es revisar todos los campos que en el pasado han tenido *impairment* acumulados o donde se vean señales, que por cambios importantes, sea en precio o sea en factores operativos, pueda haber lugar a una revisión del valor esperado del campo.

Esa revisión la hicimos, como la hacemos todos los años, y nos arrojó que hay un grupo de campos dentro del segmento de producción que están siendo bastante vulnerables a el cambio de precios y a cambio también en variables operativas.

Específicamente, el pareto de actualización que hicimos en valor se concentra en tres campos: Tibú, Casabe y Provincia, efectivamente.

Y ahí lo que sucede es que, dada las condiciones del campo, los costos que tienen, la perspectiva de desarrollo de reservas en el tiempo, cuando hacemos la valoración nos da una conclusión y es que es razonable disminuir el valor esperado del campo en este momento.

Ese es un poco la película alrededor de esto.

Esto lo hacemos todos los años. Entonces, por ejemplo, a raíz del *impairment*, el segmento revisa el plan de desarrollo, actualiza variables, está mirando cuáles son los planes de inversión, cuáles pueden ser intervenciones adicionales en materia de costos, en materia de productividad, en materia de eficiencias y este valor y las proyecciones irán variando en el tiempo.

Pero importante entender que la conversación global de la compañía alrededor de incorporación de reservas es diferente a la conversación puntual de cómo cambia el valor esperado de un activo particular en el tiempo.



Operadora: En este momento tenemos a Carlos Rodríguez, de Ultraserfinco.

Carlos Rodríguez: Buenos días para todos y felicitaciones por los resultados.

Tengo tres preguntas. La primera tiene que ver si nos pueden explicar el racional de la compra de los campos de gas de Chuchupa y Ballena y qué podríamos esperar en adición de reservas cuando se apruebe la transacción.

Y mi segunda y mi tercera pregunta tienen que ver más con mercado y cómo comenzó este año y cómo han visto ustedes los mercados de crudo en Asia, particularmente allá, y si han suspendido los cargamentos, cómo ha sido las conversaciones con las refinerías y a qué capacidad están operando esas refinerías actualmente.

Y la tercera tiene que ver por el lado de productos, y es cómo han visto el *spread* de los productos y si ya se ha visto algo mejor "priceseado" los productos de Reficar por la entrada de Marpol ya en el 2020. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Qué hubo, Carlos.

Voy a arrancar con el tema de gas Chuchupa - Ballena, hablar un poco de todo el tema del coronavirus, y Marpol, le voy a pedir a Jaime que nos dé una ayuda con esa pregunta.

En términos del racional de la compra de Chuchupa - Ballena por parte de Hocol, que es una compañía 100% nuestra, hay varias cosas.

Uno: pues nosotros como Ecopetrol ya éramos parte de ese activo, un activo que conocemos, un activo donde vemos que hay potencial adicional y esto está ligado con una pregunta que respondíamos hace un momento, desde el punto de vista de expectativas de producción de gas hacia adelante.

Si nosotros pensamos, por ejemplo, en el desarrollo de Orca, pero también en posibilidades de exploración futuras, tener, digamos, este activo dentro del portafolio del Grupo Ecopetrol, pues hace todo el sentido del mundo, desde el punto de vista de nuestra presencia en gas.

Dos temas adicionales. Uno: nosotros hemos dicho que queremos en gas, que es un combustible en la transición energética, y eso lo hablábamos en la presentación, tener un rol mucho más importante a nivel país.

Recientemente creamos una vicepresidencia de gas dentro de Ecopetrol, para que nos permita tener la vista completa de la cadena de valor, desde exploración hasta, inclusive, todo el tema de la última milla. Hablábamos de Invercolsa bastante en los últimos minutos.

Y el otro tema que es central, desde el punto de vista estratégico, es adquirir esa capacidad operativa en el Grupo para tener una presencia *offshore*.

Si ustedes miran hacia adelante, tenemos ya presencia por fuera de Colombia, pero creemos en Colombia, con esta adquisición, pues poder movernos a un espacio donde no estábamos



tradicionalmente, que es el espacio de la operación *offshore*, y lo vamos a hacer nuevamente a través de Hocol.

Entonces, esos son un poco los elementos, desde el punto de vista de la racionalidad estratégica, de esa compra, de esa decisión.

Desde el punto de vista de reservas, pues no vamos a dar una *guidance* ahorita, un número puntual.

Como bien lo estaba diciendo Carlos, pues en el momento en que se surtan todos los procesos aprobatorios, con eso vendrá un volumen adicional de producción, un volumen adicional de reservas y estaremos comunicándolo en su momento.

Desde el punto de vista de los mercados y productos.

Si ustedes se miran que el año pasado, 48% de nuestros crudos fueron a Asia y en el último trimestre el 54%, más o menos. Hay un incremento de nuestros crudos viendo a Asia, principalmente a China, aunque también en India pues tenemos algunos clientes.

Desde el punto de vista comercial, la estrategia de la compañía ha venido cambiando y es obtener un vínculo directo con los refinadores en Asia, particularmente China, y eso nos ha permitido construir relaciones de largo plazo, donde nuestros crudos son parte de las cargas esenciales de las refinerías o de las bases de las cargas de las refinerías.

Y si bien ha habido, digamos, algunas revisiones a la baja en los volúmenes totales de carga de refinerías en la China, nosotros no estamos impactados precisamente por nuestra condición de ser un crudo, digamos, de la base de la carga, o un crudo que está considerado como crudo fundamental en sus cargas, pero también porque tenemos este relacionamiento de larguísimo plazo y directo con las refinerías.

Habiendo dicho todo eso, pues ustedes como nosotros, están haciendo el seguimiento diario de todo el tema del virus como tal, posibles implicaciones.

Y en ese momento, pues nosotros no tenemos impactos. Nuestros principales compradores nos siguen comprando los cargamentos. Tenemos la programación hacia adelante.

Pero un poco la reflexión que hacemos es que hoy no sabemos todo el tema del coronavirus adónde va a llegar.

Ustedes ven que durante el mismo día o en un día las noticias cambian vertiginosamente. Nuevos sitios donde ha habido casos confirmados. Todo el tema de estar preparados.

Y claramente es algo que seguimos con muchísima atención, porque va a tener algún tipo de impacto a nivel mundial, a nivel país, y eventualmente con nosotros.

Pero por eso arrancaba diciéndoles que el relacionamiento que tenemos, las relaciones sobre todo estratégicas con estos refinadores, que son varios en la China, pues ha permitido que seamos considerados crudos de la carga básica de las mismas refinerías.

Jaime, Marpol.

Jaime Caballero: Sí, me voy a referir un poco a cómo estamos viendo Marpol.

Un poco lo que ha sucedido en este tema es que los impactos esperados alrededor de Marpol aún no se están viendo con la claridad anticipada por todo el mercado.

Específicamente, ¿qué se esperaba con Marpol? Dos temas: uno, una apreciación muy importante del diésel, particularmente el diésel de altísima calidad, como el que producimos en Reficar. Y dos: una pérdida de valor muy significativa en el *fuel oil*. Tenemos varios actores del mercado que están alterando eso.

La amplia disponibilidad de crudos pesados está un poco afectando las economías que se veían en ese sentido y eso está generando una demora en el impacto.

¿Qué estamos viendo nosotros en Ecopetrol y cuál es un poco nuestra expectativa? Nuestra expectativa es que, comparando, viendo hacia adelante versus el 2019, seguimos viendo una apreciación importante en el diésel.

O sea, si hacemos ese comparativo de qué esperar hacia adelante versus qué vemos después, vemos que el diésel sí se tiene que apreciar en el tiempo, vemos que el *fuel oil* sí va a perder valor en el tiempo también.

Y en esa medida, seguimos trabajando alrededor de nuestra estrategia, en ese sentido, que tiene dos componentes fundamentales, el primer componente es alrededor de disminuir al máximo posible el componente de *fuel oil* a corto plazo.

Esa es una conversación muy específica de Barranca y en ese sentido hemos avanzado significativamente.

Y segundo tema, es el IPCC en Cartagena.

El IPCC en Cartagena, como ustedes saben, ese proyecto ya se sancionó, el proyecto está en curso, el proyecto hace parte de nuestro plan de negocios y ese proyecto permite que estos efectos de apreciación que estamos viendo en el diésel se puedan capturar en mayor medida en un par de años. Eso es un poco como estamos viendo la dinámica.

Ahora, habiendo dicho todo lo anterior, conecto con lo que dijo Felipe, alrededor de cómo coronavirus está afectando la dinámica fundamental de crudos y productos, y estamos viendo que en materia de productos, por lo menos a corto plazo hay unas tendencias bajistas significativas, asociadas a una reducción en la expectativa de crecimiento económico de China y en consecuencia, del mundo.

Entonces a corto plazo, y viendo por lo menos hasta julio o septiembre, estamos bastante cautelosos alrededor de qué esperar en cuanto a diferenciales de productos.

Carlos Rodríguez: Perfecto, muchas gracias, Felipe y Jaime, por las respuestas. Muy claras.



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

Nicolás Erazo: Muy buen día para todos. ¿Me escuchan bien? Aló.

Operadora: Prosigue, Nicolás.

Nicolás Erazo: Buen día para todos. ¿Me escuchan bien?

Jaime Caballero: Sí, señor.

Nicolás Erazo: Perfecto. Comienzo por felicitarlos por los resultados presentados.

Quiero realizar tres preguntas: dos, un poco extensas, la última más corta.

Finalizamos el 2019 con 20 pozos perforados y 8 con éxito exploratorio, y para el 2020-2022 se tiene una guía de 30 pozos a perforar y esto nos reduciría, digamos, el ritmo de pozos por año de aproximadamente 10 pozos por año, contrastando los 20 pozos que se perforaron en 2019.

La pregunta es si piensan ser un poco más cautos a la hora de explorar, evaluar y perforar cada pozo o estarían, de pronto, sujetos a esperar nuevas subastas por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, como lo vimos en el 2019.

El siguiente tema es acerca de la Regasificadora del Pacífico.

El Gobierno habla de que esta regasificadora podría suplir, en cierta manera, el déficit esperado de la demanda de gas para el 2024 con producto importado. La pregunta es si tienen, de pronto, algún comentario y cómo reciben ustedes esta noticia, si las apuestas por Ecopetrol es cada vez aumentar las reservas de gas, y lo están haciendo de manera evidente, teniendo también en cuenta la exploración *offshore* y las alianzas que han realizado, por ejemplo, con Shell, sabiendo también las nuevas subastas que se realizaron en el 2019.

Y ya la última pregunta es saber si de pronto tenemos en dato del *break even* en pesos y si estaríamos, digamos, cerca a los 100,000 pesos por barril de crudo. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Qué hubo, Nicolás.

Voy a arrancar con las primeras dos, después le paso la palabra a Jaime y al equipo.

La primera. El año pasado nosotros habíamos dado un *guidance* de 12 pozos, terminamos con 20 pozos, y una tasa de éxito del 40%. O sea, muy, digamos, complacidos con los resultados exploratorios.

Si uno mira hacia adelante, hemos dado una guía de 30 pozos. Yo creo que hay que entrar a calificar un poquito esto.



Pueden ser 30 pozos, pero pueden ser más. Nosotros estamos trabajando en tener, digamos, un inventario potencial de prospectos exploratorios, que sea mucho más grande que 30, pueden ser 40, pueden ser 45 pozos.

Segunda consideración: las inversiones de exploraciones están subiendo sustancialmente, de unos 370 a 380 millones, 378, para ser exactos, en el 19, a más de 460 millones adelante.

¿Qué tenemos ahí? Tenemos sísmica, tenemos pozos.

Y la otra, digamos, digamos, calificación que hay que darle a esto es que muchos de los pozos que estamos perforando hoy en día son pozos muchos más grandes, mucho más profundos. Muchos de ellos, por ejemplo, en el área del Piedemonte, en Casanare.

Entonces, tienen una consideración diferente, desde el punto de vista del costo y desde el punto de vista de la inversión. No todos los pozos son iguales.

Un par de elementos adicionales: nosotros hemos venido siendo cada vez más proactivos, desde el punto de vista de exploración.

El año pasado tuvimos muchísimo éxito en los procesos de asignación de áreas de la ANH.

Seguiremos trabajando en eso, pues tanto como Ecopetrol como Hocol y vamos a seguir siendo muy activos.

Par de comentarios adicionales, para que los tenga en el contexto. Uno, este fin de semana estamos recibiendo la operación de los campos de Floreña y Pauto en el Piedemonte, y con eso Ecopetrol pues va a tener la operación de lo que es Cusiana, Cupiagua, receptor Pauto Floreña, todos los campos de lo que llamamos el tren de Piedemonte.

Una de las áreas que nosotros consideramos la de mayor potencial o de las de mayor potencial en el país.

Entonces, desde el punto de vista de sinergias, desde el punto de vista de foco, desde el punto de vista estratégico, es un elemento central para nuestra estrategia de exploración.

Tenemos un enfoque en *near-field exploration* todo lo que son exploraciones muy cerca de los campos de producción.

De hecho, el año pasado. Esto nos permitió traer 1 millón de barriles de producción que generan un montón de información dinámica de los pozos, pero también nos permiten tener flujos de caja importante.

Todo esto para decir que no seremos más cautos desde el punto de vista de exploración. Habiendo dicho todo esto, y lo uno un poquito a la respuesta que dábamos ahorita sobre la incertidumbre que en este momento hay por el coronavirus, todo el tema de los precios del crudo.

Ustedes han visto que el precio del crudo se ha debilitado en los últimos días, pues eso tenemos que seguirlo con muchísima cautela y en muchísimo detalle y eventualmente más adelante, pues

hay que estar listos si hay que hacer ajustes, como se hacen normalmente en una industria como la nuestra.

Hoy estamos tranquilos desde el punto de vista de los *break even* estamos tranquilos desde el punto de vista de la posibilidad de generar caja, pero claramente, pues tenemos que estar listos, si tenemos que ajustar.

Un poquito amplia la respuesta, pero creo que era importante darles el contexto sobre exploración, que seguimos pensando es absolutamente crítico para el mediano y el largo plazo de la compañía.

Regasificadora del Pacífico, efectivamente el Gobierno ha manifestado la necesidad de tener una planta regasificadora en el litoral del Pacífico.

Nosotros, y antes de hablar detalladamente de la regasificadora, pues les decía hace un momento, creamos una vicepresidencia nueva, que es la vicepresidencia de gas.

Queremos darle más visibilidad al tema de gas.

Les hablaba ahorita del tema de Piedemonte, del tren de Piedemonte, que es un tren de gas, principalmente.

Cómo tener más opciones de gas en el país.

Hoy en día hay más de 33 millones de colombianos que tocan el gas todos los días, pero tenemos 1,5 millones de familias que cocinan con leña y con carbón.

¿Cómo hacemos para masificar el uso del gas, desde el punto de vista residencial, desde el punto de vista industrial, de transporte?

Entonces, el gas es absolutamente fundamental. Se ha convertido en un elemento central de la matriz energética de los colombianos.

¿Qué estamos viendo nosotros? Y también con la creación de esta vicepresidencia de gas, la posibilidad de nosotros también considerar proyectos de regasificación en algún momento. Eso hace parte de la cadena completa de valor y lo miraremos en ese sentido.

Y en cuanto a la Regasificadora del Pacífico, nosotros creemos, la de Cartagena, creo que ha servido un propósito fundamental y crítico, y es el de tener respaldo cuando se requiere.

En el tema de la Regasificadora del Pacífico, lo que hemos dicho públicamente, y lo vuelvo y lo repito, es que no estamos en contra de la instalación de la planta.

Lo que hay que tener absolutamente claro es cómo se va a, digamos, retribuir esas inversiones, cómo se van a compensar las inversiones y hemos dicho que nosotros, que somos unos de los grandes usuarios también de gas en el país, nuestras refinadoras, pues no estaríamos de acuerdo en tener que pagar parte de esos costos, si no vamos a utilizar la infraestructura, y esa ha sido nuestra posición.

El tercer tema, Jaime.



Jaime Caballero: Hola, Nicolás.

Bueno, voy a referirme un poco a tu pregunta alrededor del aumento en los costos variables y fijos.

Sí, efectivamente, hay un aumento en los costos en la segunda mitad del año.

Es un aumento esperado. Y lo que yo plantearía es que hay como tres elementos asociados a eso.

Hay un primer elemento asociado a una estacionalidad típica en Ecopetrol alrededor de los temas, alrededor de este tema y voy a referirme a eso.

Dos: hay un tema de eventos puntuales y registros puntuales que afectan un poco esa comparación.

Y tres: hay un tema de costos particulares de fin de año que incorporamos y que también les voy a explicar.

Entonces, ¿Cuál es el tema de estacionalidad?

El tema de estacionalidad es, si ustedes se ponen a comparar el cuarto trimestre del 19 contra el cuarto trimestre del 18, la variación en costos, normalizando por efectos excepcionales, es muy similar.

Hay un ramp up de costos en el último trimestre, eso tiene que ver con que nuestro programa de ejecución de Capex está bastante reforzado hacia fin de año. Es donde típicamente aumentamos al nivel de actividad y eso se traduce en mayores costos.

Entonces, ese es como el primer tema.

El segundo tema, y quiero específicamente hacer alusión a eso, porque cuando uno ve por qué hay un aumento en costos y gastos, pero no hay un aumento en *lifting cost*, eso es a lo que te lo explica. Son otros efectos, lo que es de están andando eso.

El segundo tema son costos que yo llamaría que tienen un impacto importante, y son costos que normalmente no están dentro del modelo que ustedes llevan.

Entonces, lo primero, en costos: hay un impacto asociado a más regalías, que tiene que ver con dos temas. Tiene que ver con más producción y tiene que ver con los campos de donde está viniendo la producción, donde tenemos campos que tienen un componente de regalías más alto comparativamente que el que teníamos en el pasado. Ese es un primer efecto.

Un segundo efecto es costos asociados a depreciación y amortización, DD&A. Es importante. Son alrededor de 220 millardos.

Eso está relacionado con la mayor intensidad de Capex. A mayor nivel de Capex, pues en últimas eso se refleja en mayor DD&A que hay que aplicar a los campos.



Y un tercer tema que también quiero mencionar, que a nivel de grupo no se ve tan específico, pero a nivel de segmento de exploración y producción sí se ve muy marcado es un aumento en costos de transporte.

Parte de eso tiene que ver con el aumento de tarifas que hubo como función de la renegociación de tarifas con el Ministerio. Eso es un componente relativamente pequeño que se mete a nivel de grupo, pero sí hay otros factores.

Hay más costo de transporte asociado al volumen de producción, eso es un componente. Y también tenemos unos efectos excepcionales que tuvimos en el 2018, que a la hora de ver la comparación, por ejemplo, teníamos un ingreso asociado a un litigio con Canacol en el 2018, que no lo estamos viendo en el 19 y que se ve ahí en la línea de costos.

Todo eso suma 327 millardos y eso tiene un impacto pues importante al hacer el comparativo.

Ahora, cuando pasamos a gastos, también tenemos dos o tres temas muy importantes, que suman alrededor de 240 millardos.

Tenemos una mayor depreciación asociado a costos de abandono de pozos y gasto por depreciación.

¿Qué está pasando? Pues nosotros hemos estado haciendo, como parte de nuestro compromiso con la integridad y seguridad de la operación, unas evaluaciones muy exhaustivas de todo el inventario de pozos, y como resultado de esa evaluación hemos revisado hacia arriba los estimados asociados a el abandono de los pozos, y en esa línea hemos ajustado nuestros registros contables.

Ese solo hecho son alrededor de 150 millardos, pero pues claramente nos sentimos ahora mucho más cómodos con el registro financiero que tenemos alrededor del tema.

El segundo tema importante, y lo voy a poner como una sola temática, y es el impacto asociado a temas de orden público, y específicamente hurtos y a atentados. Que eso tiene dos componentes. Tiene un componente directo asociado al costo de reparaciones asociadas a estos hurtos y atentados y tiene otro componente, que es el mayor gasto en seguridad, asociado a prevenir que estos atentados ocurran, y eso también lo estamos viendo de forma marcada en la segunda mitad del año y son alrededor de 150 millardos de impacto.

Entonces, estos temas, si ustedes suman la lista de temas que les he mencionado, estamos hablando alrededor de 550 millardos de ítems que no tienen que ver con el desempeño subyacente de la operación, que no se reflejan, por ejemplo, en variables como costos de levantamientos, en particular, pero que a la hora de ver uno costo de ventas y gastos operacionales, sí se están viendo particularmente en el cuarto trimestre.

¿Hacia adelante qué podemos esperar?

Ya estamos viendo una normalización de estos costos y gastos hacia adelante y yo creo que en la medida en que vayamos reportándoles primer y segundo trimestre, en particular, ustedes van a ver esas nuevas tendencias.

Operadora: En este momento tenemos tiempo solo para una pregunta.

Tenemos a Daniel Guardiola, de BTG.

Daniel Guardiola: Hola, buenos días.

Como estamos con poco tiempo, voy a hacer una pregunta muy sencilla y muy breve, y es con respecto a los dividendos.

Y teniendo en cuenta que en el 2019 tuvieron una serie de *one-offs* y de no recurrentes en la utilidad neta, me gustaría saber cuál sería la utilidad normalizada sujeta a repartirse en dividendos en este 2020, y si nos podrían recordar brevemente cómo es la política de dividendos de Ecopetrol.

Muchas gracias.

Felipe Bayón: Qué hubo, Daniel. Muchas gracias. Gracias por la pregunta.

Efectivamente, yo creo que es importante un par de cosas.

Uno: pues a la aprobación como tal, de la distribución de dividendos lo hará, o es responsabilidad de la asamblea de accionistas que tendrá lugar a final de marzo.

En ese sentido, pues ellos son los encargados de aprobar esa distribución, como le decía, que se hará a final del próximo mes.

Segundo: la política de dividendos nos dice que podemos distribuir entre el 40 y el 60% de la utilidad como tal.

Y en ese sentido, ¿pues hacia adelante qué vamos a hacer, para que tenga un poco de color?

Nosotros vamos a estar trabajando en una propuesta como tal para esa distribución de dividendos.

Esa propuesta se comunicará oportunamente antes de la asamblea general de accionistas, pues hoy no voy a centrar en ese nivel de detalles.

Pero prontamente tendrán ustedes un poco más de información, y como le digo, la política no ha cambiado, la política sigue vigente, y es tener una distribución de la utilidad de entre el 40 y el 60 % de la utilidad.

Operadora: Ahora le cedo la palabra al señor Felipe Bayón.

¿Algún comentario final?

Felipe Bayón: Bueno, pues nuevamente muchas gracias a todos por la participación en la llamada del día de hoy, resultados del último trimestre del 2019 y del año completo 2019.



Como lo decíamos en las palabras, y digamos, soportándonos en el material, contentos con los resultados, que son unos resultados positivos.

Aprovecho para hacer un reconocimiento a los 13,000 colaboradores directos del grupo Ecopetrol. A los contratistas y a las demás personas que permiten y hacen posible que estos resultados se den.

Tenemos también en este contexto, pues la posibilidad de compartir con ustedes algún *guidance* inicial sobre el plan de negocios 2020-2022, en donde seguimos con la implementación de la estrategia.

Y yo creo que un tema que salió en las preguntas de ustedes el día de hoy es un poco esta necesidad de seguir absolutamente vigilantes a un entorno que es cambiante, que genera volatilidad, que tienen incertidumbre como tal, particular por el tema del coronavirus, al cual nos referimos en varias de las preguntas.

Pero recordarles que también que en ese contexto, Ecopetrol es una compañía que se ha fortalecido, que supo aprovechar las crisis, que salió, desde el punto de vista operativo y financiero, muy fortalecida de esos momentos y que ha demostrado que a través del programa de transformación puede ser cada vez más eficiente y que está, de alguna manera, abordando de manera muy decidida los temas estratégicos que hemos conversado con ustedes en momentos anteriores.

Entonces nuevamente muchas gracias a todos por la participación, por las preguntas.

Esperamos conversar pronto con ustedes y que tengan un muy buen día.

Operadora: Gracias, damas y caballeros.

Con esto concluye nuestra conferencia.

Gracias por participar.

Pueden desconectarse.