



LLAMADA DE RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS GRUPO ECOPETROL 3T 2019

Operadora: Buenos días. Mi nombre es Hilda y seré su operadora para la conferencia de hoy. En este momento me gustaría darles la bienvenida a la conferencia de resultados tercer trimestre de 2019. Todas las líneas han sido configuradas en *mute* para evitar ruido de fondo. Después de los comentarios del *speaker*, habrá una sesión de preguntas y respuestas. Gracias por su atención.

El señor Fernando Suárez comenzará la conferencia de hoy. Señor Suárez, puede comenzar.

Fernando Suárez: Buenos días. Damos la bienvenida a todos los participantes en la llamada de conferencia de hoy en la cual discutiremos los resultados financieros y operacionales del grupo Ecopetrol para el tercer trimestre de 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, Jaime Caballero, vicepresidente corporativo de finanzas, Hugo Pelliza, vicepresidente encargado de exploración, Jorge Osorio, vicepresidente de desarrollo y producción, Milena López, CFO de Cenit, y Tomás Hernández, vicepresidente de refinación y procesos industriales.

Iniciaremos la presentación mostrando los principales logros del trimestre. Pasaremos luego a mostrar los hitos en cada segmento de negocio, los resultados financieros reportados bajo las Normas Internacionales de Información Financiera, y finalizaremos con una sesión de preguntas y respuestas. Cedo ahora la palabra al señor Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol.

Felipe Bayón: Fernando, muchas gracias. Les doy la bienvenida a todos los que nos acompañan en esta conferencia de resultados del tercer trimestre del año 2019. Me encuentro muy complacido con los resultados que entregamos el día de ayer al mercado. Seguimos cumpliendo con el plan de negocios que les presentamos al inicio de este año y permanecemos alineados con nuestra estrategia de protección de la caja, disciplina de capital y crecimiento de reservas y producción.

Para los primeros nueve meses del año, logramos una utilidad neta de 9.2 billones de pesos y una EBITDA de 23.9 billones de pesos, equivalente a un margen EBITDA de 46%.



Al cierre del trimestre mantuvimos una sólida posición de caja de 16 billones de pesos, inclusive después de completar el pago de dividendos a los accionistas por un total de 10.1 billones de pesos en el año 2019. Los resultados obtenidos son el reflejo principalmente del buen desempeño operativo en todos los segmentos, el posicionamiento de nuestros crudos en los mercados que generan mayor valor. Y todo esto sumado a una tasa de cambio promedio que permitió compensar el menor precio Brent, el cual pasó de 73 dólares por barril entre enero y septiembre del año 2018 a 65 dólares por barril en el mismo período del año 2019.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina.

Venimos materializando oportunidades de crecimiento inorgánico de gran valor que le apuntan al fortalecimiento de nuestra posición en reservas y producción. La primera de estas, nuestro ingreso al Midland en la cuenca Permian, la más prolífica del mundo, mediante un acuerdo de inversión con Occidental para participar en la explotación de yacimientos no convencionales. El acuerdo que ya firmamos le permitirá a la compañía la incorporación de reservas probadas de alrededor de 160 millones de barriles de petróleo equivalente en el año 2019 e incrementar la producción de forma progresiva hasta llegar en el año 2027 a unos 95,000 barriles equivalente por día para Ecopetrol. El pasado 22 de octubre obtuvimos la conformidad de las autoridades regulatorias de los Estados Unidos. Esperamos tener el cierre de la transacción antes de finalizar el año.

Actualmente tenemos dos taladros operando en el Midland, dos pozos ya alcanzaron la profundidad objetiva, y esperamos que su completamiento se dé en el mes de noviembre. Para el próximo año, el 2020, esperamos tener cuatro taladros operando en el Midland. Como lo hemos mencionado, uno de los componentes clave de la transacción es la transferencia de conocimiento. Actualmente estamos adelantando los procesos de selección y reclutamiento del equipo de Ecopetrol que estará trabajando directamente en el Permian. Esperamos que el primer grupo se integre a la operación de este JV en el primer trimestre del año 2020. La segunda transacción es la reciente adquisición del 30% de la participación de Shell en el experimento Gato do Mato en la cuenca Santos del presal brasileño, una de las cuencas con mayor prospectividad en el mundo. Con esta operación, estimamos adicionar cerca de 90 millones de barriles de recursos contingentes a partir del año 2020, que se irán incorporando paulatinamente al balance de reservas de Ecopetrol. La producción que aportaría este activo podría llegar a los 20,000 barriles diarios de crudo para el año 2025. Con este acuerdo, Ecopetrol profundiza su posición estratégica en la cuenca Santos en Brasil.

Estimamos que estas dos transacciones en el Permian, y esta de Gato do Mato, nos generen una EBITDA incremental cercano a los 1.4 billones de dólares por año entre el periodo del 2022 al 2027, así como un impacto positivo en el ROACE del grupo.

Vamos a la siguiente lámina para hablar sobre los no convencionales en Colombia.



El desarrollo de los yacimientos no convencionales es una de las estrategias de crecimiento de producción y reservas del grupo. Recibimos de manera respetuosa, prudente y responsable, la disposición del Consejo de Estado que nos permite avanzar a una etapa de investigación a través de los proyectos piloto de investigación integral, recomendados por la comisión de expertos.

Esta es una oportunidad para que Colombia evidencie cómo se pueden realizar la explotación de los hidrocarburos no convencionales de manera respetuosa con el medio ambiente, el agua y el entorno, y que se pueda tomar la mejor decisión desde el punto de vista económico, social y ambiental sobre su desarrollo. Como lo hemos mencionado anteriormente, Ecopetrol podría destinar unos 500 millones de dólares para el período 2019-2021 en el desarrollo de estos pilotos. Estimamos iniciar el primer piloto en el segundo semestre del próximo año, del 2020, sujeto al marco regulatorio que emitirá el gobierno a finales del presente año. Mientras tanto, continuaremos trabajando en la construcción de las líneas bases socio-ambientales, y en las demás recomendaciones dadas por la Comisión de Expertos.

Ahora le paso la palabra a Alberto Consuegra, quien les hablará de los principales logros de la operación.

Alberto Consuegra: Gracias, Felipe. Los resultados del tercer trimestre del 2019 evidencian la fortaleza financiera y operativa de la empresa, que enfrentó durante este período un entorno retador ante la situación de orden público y las condiciones de mercado.

Nuestra producción está en línea con el plan, alcanzando una producción promedio acumulada del grupo Ecopetrol de 723,000 barriles de petróleo equivalente por día. Para el trimestre, la producción fue de 720,000 barriles equivalentes, afectada por eventos de orden público y operacional. De igual manera, los campos de Ecopetrol que cuentan con tecnologías de recobro secundario y terciario, aportaron alrededor de 213,000 barriles de petróleo equivalente por día, aproximadamente 30% de la producción diaria del grupo.

En el frente exploratorio, la campaña 2019 ha mostrado resultados muy positivos. Ecopetrol y socios completaron la perforación de 13 pozos exploratorios en lo que va de este año, de los cuales cinco han sido exitosos, entre ellos Flamencos-1, que es un pozo 100% Ecopetrol. Esperamos entonces terminar nuestra campaña exploratoria con un total de 17 pozos, cinco pozos adicionales al plan establecido para el 2019.

En el segmento de transporte podemos destacar el incremento en volúmenes transportados de crudo de un 4.1%, respecto al mismo período en el 2018. Esto como resultado del incremento de producción país, y las estrategias comerciales orientadas a un mayor uso del transporte por oleoducto. Adicionalmente, durante el mes de septiembre, Ocesa logró un récord histórico de mayor bombeo con 751,000 barriles de petróleo por día, y promedio mensual de 704,000 barriles de petróleo por día para el



trimestre. Por otro lado, el transporte por poliductos se mantiene estable en el período. Resaltamos la entrada en operación de la variante Chinchiná-Pereira, que nos permite asegurar la confiabilidad de integridad de nuestra operación.

En el segmento de refinación, las refinerías tuvieron una operación estable y se adelantaron mantenimientos programados. La refinería de Cartagena, en el tercer trimestre de 2019, alcanzó una carga de 160,500 barriles por día, siendo el resultado trimestral más alto desde su entrada en operación. La refinería de Barrancabermeja mantuvo un nivel de carga de 228,000 barriles por día, similar al presentado en el segundo trimestre de 2019, y favorecido por la estabilidad en el desempeño operacional. No obstante, el margen bruto de refinación presentó una disminución afectado principalmente por el entorno del mercado internacional.

Al cierre de septiembre, las eficiencias acumuladas del año se ubicaron en 1.74 billones de pesos, apalancadas principalmente por las iniciativas de perforación, completamiento y construcción de facilidades, las cuales están enfocadas en asegurar la rentabilidad de las inversiones en desarrollo, las operaciones comerciales y el incremento en la producción de destilados medios y gasolinas en las refinerías, orientadas al incremento de ingresos y/o márgenes de ambas operaciones. Estas tres grandes palancas han aportado el 85.1% del total de eficiencias del período, 1.48 billones.

El costo del levantamiento presentó una leve disminución frente al segundo trimestre de 2019, gracias a la gestión de control de costos, y mayores eficiencias del plan de transformación. Los resultados del trimestre evidencian la fortaleza operativa de cada uno de los segmentos, lo que nos pone en línea con el cumplimiento de las metas trazadas para el cierre del año. Paso la palabra a Hugo Pelliza, quien comentará sobre los resultados de exploración.

Hugo Pelliza: Gracias, Alberto. Continuando con la campaña exploratoria, en el tercer trimestre se completó la perforación de tres pozos exploratorios, para un total de 13 en lo que va del año. Quiero destacar que durante el trimestre alcanzamos dos éxitos exploratorios que contribuyen a nuestra estrategia de exploración cercana a campos con producción existente. Flamencos 1, ubicado en el valle medio del Magdalena, encontró crudo liviano de 30 grados API en la formación la paz. De las pruebas de producción iniciales, se obtuvo un caudal de 600 barriles de petróleo por día. Es importante resaltar la ventaja competitiva y operativa de este pozo, dado que se encuentra en un área cercana a estaciones receptoras y a la refinería de Barrancabermeja.

Adicionalmente, en pozo Cosecha CW-1, *sidetrack*, operado por OXY, y ubicado cerca de la infraestructura de transporte del complejo Caño Limón en Arauca, confirmó la presencia de hidrocarburos, y se encuentra en prueba de producción extensas en el cretácico, con una tasa promedio de 2,727 barriles de petróleo por día de crudo liviano de 36.7 grados API.



Actualmente tenemos tres pozos en etapa de evaluación. Boranda-3, ubicado en el valle medio del Magdalena, operado por Parex. Se encuentra en pruebas iniciales. Ecopetrol tiene una participación del 50%. Bullerengue SW-1 de nuestra filial Hocol, en asocio con Lewis Energy, está ubicado en la cuenca del Sinú, San Jacinto, y Habanero-1 ubicado en el valle medio del Magdalena, y es operado por Parex.

En cuanto a la actividad sísmica, en noviembre se dará inicio al registro de 2,000 kilómetros cuadrados de sísmica 3D marina en el bloque COL 5, que es 100% Ecopetrol en el Caribe colombiano. Este bloque está contiguo al descubrimiento de un Kronos, Gorgon y *Purple Angel*, por lo cual, esto permitirá seguir avanzando en la maduración del complejo gasífero, y en la protección de nuevas oportunidades exploratorias. Ahora paso la palabra a Jorge Osorio, quien hablará de los resultados de producción del grupo empresarial.

Jorge Osorio: Gracias, Hugo. Durante el 2019, hemos estado en línea con nuestro plan para alcanzar una producción entre 720 y 730,000 barriles equivalentes por día. En el tercer trimestre la producción fue de 720,000, alcanzando un acumulado en lo corrido del año de 723,000 barriles equivalentes por día. Los resultados del período se vieron afectados en 8,400 barriles debido a eventos de orden público en el oleoducto Caño Limón-Coveñas y Campo Tibú, así como cortes eléctricos causados por la ola invernal, que afectaron las operaciones de los campos Castilla, Chichineme, Acacias y Rubiales.

A finales del mes de septiembre, se dieron dos hitos relevantes, se obtuvieron los primeros barriles incrementales del proyecto Apiay, e inició el comisionamiento y fase de estabilización de la planta GLP de Cupiagua. Las Sirenas alcanzaron una producción de 59,000 barriles por día, manteniendo una participación alrededor del 8% de la producción del grupo empresarial, y los campos con programa de recobro continúan aportando el 30% de la producción. La lámina también ilustra la producción de los campos Acacias y el K2, los cuales presentan un incremento frente al tercer trimestre del año anterior. Ahora doy paso a Milena López, quien les comentará acerca de los resultados del segmento de transporte.

Milena López: Gracias, Jorge. Al cierre del tercer trimestre de 2019, el segmento de transporte mantuvo resultados financieros positivos, con un EBITDA cercano a 2,7 billones de pesos. Esto representa un incremento de vista frente al año anterior, y un margen EBITDA alrededor del 78%.

Durante el segundo trimestre de 2019, transportamos un mayor volumen llegando aproximadamente a 1161 barriles por día, lo que representó un crecimiento del 3% comparado con el mismo trimestre del año anterior. Durante el trimestre se transportó la misma cantidad de refinados del año anterior. Este comportamiento estuvo soportado por el incremento de demanda en la zona de frontera, el cual permitió compensar el menor transporte desde la refinería de Barrancabermeja.



Durante el trimestre, se presentaron 27 atentados a la infraestructura de oleoductos. Con el objetivo de garantizar la evacuación del campo Caño Limón, se realizaron 17 ciclos de reversión con un volumen de 4,4 millones de barriles, así garantizando la producción del campo.

Por último, quisiera resaltar las siguientes tres actividades que se hicieron para asegurar una operación segura, y garantizar el abastecimiento de refinados en el occidente del país: Primero, la entrada en operación del tramo Chinchiná-Pereira, del poliducto Salgar-Cartago-Yumbo, que permite eliminar el riesgo de geotecnia. Segundo, la instalación de tuberías flexibles en el sector Copacabana del poliducto Sebastopol-Yumbo, para mitigar el riesgo de integridad por potenciales deslizamientos de tierra. Y por último, la utilización del puerto de Buenaventura para proporcionar suministro continuo de combustible debido al rediseño de la cadena de suministro, asegurando el abastecimiento en esta zona del país.

Con esto, paso la palabra a Tomás Hernández, quien comentará sobre los resultados del segmento de downstream.

Tomás Hernández: Gracias, Milena. Durante el tercer trimestre de 2019, gracias a la continuidad de los esfuerzos en optimización de la dieta de crudo, y a la gestión en integridad de activos en refinación, la carga conjunta de la refinería alcanzó el máximo histórico de 389,000 barriles, día. En las refinerías de Cartagena, que también logró un récord histórico trimestral, la carga alcanzó un promedio de 161,000 barriles, día, superior en 3,000 barriles, día del tercer trimestre del año anterior, y una dieta compuesta de 88% de crudos nacionales. Este aumento en la proporción de crudos nacionales favoreció de manera importante el costo de la dieta de las refinerías, mitigando el 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, así, la carga del tercer trimestre de 2019 tuvo un aumento superior al 2% frente al mismo período del año anterior, alcanzando 228,000 barriles, día, favorecida por una mayor disponibilidad de crudos livianos e intermedios nacionales.

Por otra parte, en lo corrido del año 2019, frente al comportamiento 2018, nuestras refinerías se han visto impactadas por un retador entorno del mercado. Los diferenciales en los precios de productos internacionales frente al Brent han estado fuertemente deteriorados, principalmente en lo referente a naftas y gasolinas. Tendencia que se ha empezado a revertir para las gasolinas. Lo anterior, unido a una mayor fortaleza en los diferenciales vs Brent, de los crudos que conforman la dieta de nuestras refinerías en el 2019. Estas condiciones de mercado nos han llevado a tener márgenes bruto de refinación más débiles, y hacen probable que el resultado 2019 frente a nuestra expectativa inicial sea menor.



En línea con este entorno, y a pesar de la estabilidad operativa y el buen desempeño en el rendimiento de productos valiosos de las refinerías de Barrancabermeja, el margen bruto del tercer trimestre de 2019, tuvo una disminución del 17% frente al mismo trimestre del año pasado, llegando a 11.5 dólares por barril, frente a 13.9 dólares por barril en el tercer trimestre del 2018, impactado principalmente por el comportamiento del precio de los productos y la apreciación de los crudos y su dieta. Para la refinería de Cartagena, el margen bruto del tercer trimestre de 2019 disminuyó en un 31% con respecto al mismo trimestre del año 2018, alcanzando 8.4 dólares por barril, altamente impactado por el comportamiento del mercado internacional, y afectado por eventos operativos en la unidad de alquiler que actualmente se encuentran superados.

En nuestra área petroquímica, durante el tercer trimestre de 2019, Esenttia continuó con excelente desempeño en seguridad industrial y en la operación, capturando mejores márgenes en un entorno de mayor estabilidad en los precios de nuestra materia prima. En el frente de biocombustibles, Bioenergy dio inicio al período de zafra 2019-2020 en el mes de septiembre.

Ahora le cedo la palabra a Jaime Caballero, quien comentará sobre los resultados financieros del período.

Jaime Caballero: Gracias, Tomás. Ecopetrol continúa entregando resultados financieros sostenidos en los primeros nueve meses del año. A pesar de la caída de 8 dólares por barril, en el precio promedio del crudo Brent entre enero y septiembre de 2019, y el observado en 2018. Estos resultados se dieron debido a la mayor producción y venta de crudo, la mejora de 2 dólares en el diferencial de la canasta, la devaluación de la tasa de cambio, la disminución de gastos financieros por el prepago de deuda, y una menor tasa efectiva de tributación. La utilidad neta fue de 9.2 billones de pesos, y el EBITDA de 23.9 billones de pesos. El margen EBITDA llegó a 46 %.

El *breakeven* en utilidad neta acumulado fue de 31.2 dólares por barril, 5.5 dólares menos que en el mismo período del año anterior. El indicador deuda bruta EBITDA llegó a 1.3 veces, mientras que el de deuda neta EBITDA se mantuvo en una vez. Por su parte, el ROACE estuvo por encima de 13%, en línea con el objetivo de plan de negocio de tener un ROACE mayor al 11%.

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

Al cierre de septiembre, Ecopetrol reportó una posición de caja de 16 billones de pesos. El flujo de caja generado por la operación, antes de la variación en capital de trabajo, ascendió a 20.3 billones de pesos, los cuales incluyen el pago recibido del fondo de estabilización de precios a los combustibles por un valor de 3.8 billones de pesos. El flujo de inversión en actividades de capital muestra egresos por 7.4 billones de pesos, lo cual se explica por un mejor ritmo de ejecución de la inversión. El flujo de financiación presentó un egreso de 12.4 billones de pesos, principalmente por el pago de dividendos



por 9.3 billones de pesos a las accionistas, y por 0.8 billones de pesos a los accionistas no controlantes de las subsidiarias de transporte. La compañía tuvo un flujo de caja libre de 12.7 billones de pesos que supera el monto de pagos dividendos hechos este año. La caja final de 16 billones de pesos de la compañía comprende recursos en efectivo y equivalentes por 9 billones, y portafolio de inversiones de corto y largo plazo por 6.9 billones. Para resaltar, el nivel de caja acumulado a la fecha representa un superávit frente a la proyección de caja incorporada en el plan de negocio 2019-2021.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver la ejecución del plan de inversiones.

La ejecución de inversiones entre enero y septiembre de este año se incrementó 29% frente al mismo período del año anterior, llegando a 2.3 billones de dólares, concentrados principalmente en el crecimiento, exploración y producción. Se destaca la inversión de 1.1 billones de dólares para perforación y completamiento de pozos, y de 0.3 billones de dólares para ampliar la capacidad de facilidades. Estimamos terminar el año con una ejecución de inversiones orgánicas entre 3.5 y 3.9 billones de dólares. Si se adiciona a la inversión inorgánica anunciada en el Permian y Brasil, de entre 0.9 y 1.1 billones de dólares, el total oscilaría entre 4.4 y 5 billones de dólares para 2019. Paso ahora la palabra al presidente para sus comentarios de cierre.

Felipe Bayón: Muchas gracias, Jaime. Para Ecopetrol es una prioridad estratégica crecer de manera sostenible y en armonía con su entorno. Creemos que un crecimiento de largo plazo requiere un compromiso con la transición energética, y una gestión que involucre buenas prácticas ambientales, y promueva el desarrollo sostenible.

Como parte de los esfuerzos para contribuir con la preservación del medio ambiente y disminuir los impactos de nuestras operaciones, definimos un plan de descarbonización con el que nos comprometemos a reducir el 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2030, y a reducir la vulnerabilidad de la operación al cambio climático. Estas metas están alineadas con el compromiso que adquirió el País en el acuerdo de París en el año 2015.

En esta línea hemos avanzado en varias iniciativas, fuimos la primera empresa de petróleo y gas en Colombia en obtener la verificación de la reducción de más de 1 millón de toneladas de emisiones de CO₂ en sus procesos operativos. El pasado 18 de octubre inauguramos el parque solar de autogeneración de energía más grande de Colombia, ubicado en el departamento del Meta. Este cuenta con una capacidad instalada de 21 megavatios pico, y suministrará energía por los próximos 15 años al campo Castilla, el segundo más grande de Ecopetrol. Su operación evitará, entre otras cosas, la emisión de más de 154,000 toneladas de CO₂ a la atmósfera.

Así mismo, la energía autogenerada en este parque será 30% más económica que la energía del sistema interconectado. La inclusión de energía solar se suma a la generación



de energía que ya realizamos a partir de biomasa del bagazo de caña, y a la producción de biocombustibles a partir de caña y de palma.

El 23 de octubre ratificamos nuestro compromiso con la transición energética de Colombia al ser asignados 30 megavatios de energía entre solar y eólica, en la subasta de energía renovable realizada por el Ministerio de Minas y Energía. Es importante mencionar que contamos con potencial para expandir nuestro portafolio de generación de energía a partir de fuentes renovables a más de 300 megavatios en los próximos años. La economía circular es otro de los ejes de nuestro compromiso social ambiental. Hemos enfocado esfuerzos en actividades como la reutilización del agua en nuestras operaciones, al mes de septiembre, hemos reutilizado cerca de 66 millones de metros cúbicos de agua. Esto significa un aumento del 4% frente al mismo período del año anterior.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina.

Para concluir quiero mencionar algunos aspectos relevantes con miras al cierre del presente año. Esperamos cerrar la transacción con OXY antes de que se acabe el 2019, y avanzar en el perfeccionamiento de la compra del 30% de Gato do Mato, que está sujeta a la aprobación de las autoridades brasileras. En Colombia, avanzamos en la preparación de los proyectos piloto investigación integral para no convencionales. Ecopetrol está comprometida con ejecutar estos pilotos de manera responsable, respetuosa con el medio ambiente y con las comunidades, con total transparencia, y en el marco de las decisiones del gobierno nacional. Operacionalmente, la ejecución de los nueve primeros meses del año nos acerca al cumplimiento de las metas del plan que anunciamos para el 2019.

La producción del cuarto trimestre podría estar entre los 734,000 y 740,000 barriles de petróleo equivalente por día, lo cual nos ubicaría dentro de la meta que ya habíamos anunciado para el año, 720,000 y 730,000 barriles por año. Esperamos para el cuarto trimestre una mejora en los márgenes de regeneración, y mantener la carga de las refinerías dentro de la meta anual de los 350,000 a 375,000 barriles por día. Finalmente, estimamos que nuestro nivel de ejecución de inversiones el Kbpd estaría entre 4,400 y 5,000 millones de dólares, incluyendo el efecto de las inversiones inorgánicas. Muchas gracias. Con esto abro la sesión de preguntas y respuestas.

Operadora: En este momento me gustaría recordarles a los participantes, si tienen una pregunta que realizar, presione asterisco y luego número 1 en el teclado de su teléfono. Si desea retirarse del listado de preguntas, presione *pound key*.

Tenemos una pregunta del señor Andrés Cardona de Citigroup.

Andrés Cardona: Muy buenos días a todos. Felicitaciones por los resultados. Yo tengo un par de preguntas. La primera tiene que ver con..., si después de este par de adquisiciones



que han anunciado recientemente, ¿la compañía puede mantener el ritmo de perforar unos 650 pozos por año en Colombia con unos 41 taladros en promedio?, ¿o si deberíamos ver una reducción en el ritmo de desarrollo en Colombia en sacrificio de esas inversiones que se realizarían en Estados Unidos y Brasil?, ¿o si el escenario más probable es que veamos un incremento en la inversión del rango de 3.54 billones de dólares por año? En esta misma pregunta me gustaría confirmar ¿si para el 2019 se van a completar los 650 pozos de desarrollo que se habían planteado? Y la última es una pregunta para Milena López, que yo quisiera entender, ¿cuánto de la mejora del EBITDA del segmento de transportes explica por la nueva tarifa?, ¿y qué tanto es más por mayores volúmenes? Muchas gracias.

Felipe Bayón: Felipe, gracias por la pregunta. En términos del volumen de actividad, yo creo que siempre, importante entender que tenemos un balance dentro de lo que son la perforación de pozos primaria, de primaria de los que no tienen recobro secundario o terciario, y todas esas actividades de OR. Este año, y ahora le voy a pedir a Alberto Consuegra que nos dé un poco más de detalle, estaremos terminando el año entre unos 600, 620 pozos.

El próximo año, en orden de magnitud, alrededor de 600, podrán ser 570, 580 pozos, y estamos terminando, pues, de hacer esa adquisición, pero yo creo que siempre es importante tener ese balance entre lo que es perforación de primaria, conversión de pozos de productores a inyectores, o sea, todo un tema de manejo de yacimiento. Y desde el punto de vista del incremento de la inversión, pues estamos en el ejercicio de generación del presupuesto del año 2020, revisión del plan de negocios 2020-2022, y en su momento lo estaremos comunicando, pero direccionalmente sí vemos un incremento en el Capex, vemos..., nuevamente, pues, ustedes oyeron a Jaime hace un momento, desde el punto de vista de lo que nosotros tenemos hoy en caja, de la situación financiera, nosotros habíamos dicho en el plan del año pasado, si se acuerda Andrés, que debíamos estar entre 12 y 15,000 millones de dólares para el período 2019-2021, en promedio serían de 4 a 5,000 millones de dólares, de 4 a 5 millones de dólares.

Entonces, eventualmente sí vamos a ver un pequeño incremento, pero como le decía, cuando tengamos, pues, nosotros el plan definido, nosotros lo vamos a comunicar. Y una aclaración importante, antes de darle la palabra a Alberto, estos son, digamos, las inversiones orgánicas, ¿no? Acordémonos que a principio del año dijimos entre 3,500, 4,000, hoy estamos diciendo 3,500, 3,900. Pensemos que en ese componente de Capex de inversiones, hay un componente grande, o una palanca grande que son los ahorros, eficiencias, inclusive la TRM también nos ayuda a que hagamos la misma actividad con menos dólares. Entonces, eso también lo podemos explicar en más detalle. Alberto, si nos ayudas con el tema de actividad, y el tema de pozos, y después le pedimos a Milena que nos conteste la pregunta del *midstream*.

Alberto Consuegra: Sí. Andrés. Buenos días. Lo que estamos viendo es una reducción de actividad, especialmente en los campos maduros del Meta, lo que tiene que ver con



Rubiales, Castilla y Chichineme, donde vamos a profundizar en la actividad de recobro. Particularmente, entonces lo que vamos a ver es una reducción seguramente en el número de taladros y en el número de pozos. Estaríamos hablando que este año de 41 taladros pasaríamos a un rango de 30, 32. Y en el caso de la actividad de pozos estaríamos hablando entre 570 y 580 pozos en actividad orgánica. Cuando ya miramos lo que significa el *joint venture* nuestro del Permian, donde también vamos a tener actividad de desarrollo, estaríamos hablando seguramente de por lo menos 70 pozos, y unos tres o cuatro taladros.

Milena López: Hola, Nicolás. Gracias por tu pregunta. Voy a enfocarme en el impacto en ingresos que en realidad es lo que nos conlleva a los impactos en el EBITDA. Cuando tú miras el impacto en ingresos comparando trimestres contra trimestres, hay tres impactos principales. Hay un impacto volumétrico, que es aproximadamente el 3.1% de los ingresos, hay un impacto tarifario, que es un poco por encima del 3%, y adicionalmente, perdón, te dije Nicolás, es Andrés, y adicionalmente hay un impacto grande por tasa de cambio, cuando uno mira la tasa de cambio promedio del trimestre y la compara con la tasa de cambio en promedio del trimestre anterior, la tasa de cambio incrementa un 13%, entonces hay un impacto significativo por tasa de cambio.

Adicional a esto, el remanente tiene un componente de reversión, cuando nosotros hacemos más reversiones tenemos mayores ingresos, y cuando uno compara las revisiones del tercer trimestre de este año, que fueron aproximadamente 17 donde operamos 4.4 millones de barriles en reversión, y las comparamos con las revisiones de el mismo período del año pasado, que fueron solamente 5 reversiones de aproximadamente un millón de barriles, eso también conlleva a una parte de la diferencia. Entonces, entre sus cuatro componentes llegas más o menos al ingreso de 35% por encima de lo que teníamos en el tercer trimestre del año pasado.

Andrés Cardona: Okay. Muchas gracias a todos. Muy claras las respuestas.

Operadora: Tenemos una pregunta de Nicolás Erazo de Credicorp Capital.

Nicolás Erazo: Muy buenos días para todos. Cuento con tres preguntas. Por ahora quisiera ir una por una, si me lo permiten. Quisiera preguntarles acerca de ¿cuándo podríamos empezar a ver los ajustes esperados para las refinerías debido a lo que conlleva Marpol?, ¿y qué impacto podríamos esperar para esto?

Felipe Bayón: Que nos ayude con..., perdón, Nicolás, te estaba diciendo que le voy a pedir a Tomás Hernández que nos ayude con el impacto o los ajustes que estamos esperando a nivel de refinación por Marpol. Tomás.

Tomás Hernández: Gracias, Nicolás. Bueno, con respecto a Marpol, ya estamos viendo los cambios en el tercer trimestre, al final del tercer trimestre, ya estamos viendo los cambios en precios, afectando el precio de Diesel positivamente, y en eso estamos aprovechando



en Cartagena. Lo que estamos en los rendimientos de medios, están aumentando, tuvimos un récord en el tercer trimestre, rendimientos de Diesel y Jet, pienso que nos ayudan a aprovechar máximo los efectos Marpol. Y en Barranca, continuamos con la ministración del *fuel oil*, ¿verdad?, empezamos de 20%, y vamos en 14%, terminamos el tercer trimestre en 14% de producción de *fuel oil*, que es el precio que se desvalora con el tema de Marpol. En ambas refinerías, obviamente estamos optimizando la dieta, apoyándonos más en los crudos más oportunos para reducir el impacto Marpol también. Esos son los tres efectos principales que hemos visto, y que estamos viendo ahora, y que están desarrollando las refinerías.

Nicolás Erazo: Perfecto. Muchas gracias. Por otro lado, estamos viendo una buena dinámica en Colombia en términos de producción a nivel nacional, quisiera preguntarle si esto es así, ¿por qué disminuyeron las ventas locales de crudo y de combustóleo durante el trimestre comparándolas frente al año pasado?

Felipe Bayón: Nicolás, le voy a pedir a Pedro Manrique que nos ayude con esta respuesta. Pedro.

Pedro Manrique: Gracias, Nicolás. El tema de crudo, nosotros tenemos un programa muy agresivo para comprar a terceros, y obviamente tenemos los crudos nuestros de nuestra propia producción, y obviamente el ejercicio que se hace económico, si nosotros tenemos mejores posibilidades de realización, lo que hacemos es que básicamente o se los metemos al sistema nuestro, o los exportamos, o tenemos las ventas locales. En este trimestre lo que vimos fue la oportunidad de incrementar la carga de nuestras refinerías, y por eso disminuyeron las ventas de crudo al mercado local. Y con respecto al combustóleo, también se redujo precisamente la producción como parte de la estrategia Marpol, y por eso pues las ventas se reducen en este trimestre.

Nicolás Erazo: Perfecto. Y ya el último tema al que quisiera referirme es en el reporte de resultados vimos unos ahorros de 1.7 billones de pesos, quisiera saber ¿cómo se han logrado estas eficiencias en términos de *lifting costs*, y también en las refinerías?, es decir, ¿qué se está haciendo bien hoy a diferencia de los años anteriores?

Felipe Bayón: Nicolás, entonces aquí vamos a partir en dos, ¿Tomás? Si puedes arrancar por el *Down*, y Jorge, si después Jorge Osorio, si nos ayudas con el tema de *lifting costs* en producción. Tomás.

Tomás Hernández: Bien. Gracias, sí. Nicolás, hablando del efecto de Opex en las refinerías, en poco de lo que hemos tenido, ha sido muy enfocado en lo que es la disponibilidad de las refinerías, mantener una carga alta, obviamente que no ayuda al costo por barril, ¿verdad?, y un poco de ineficiencias energéticas, o sea, maquinizando la eficiencia de las unidades. Ese ha sido el foco principal, pero obviamente manteniendo las cargas altas, y las plantas produciendo sin paradas no programadas ha sido el foco principal en los primeros nueve meses del año.



>>Sí. Buenos días. En términos de costos de levantamiento tenemos varios factores. Uno, estamos teniendo un nivel de producción un poco por encima de lo que teníamos previsto, y esto acompañado de unos programas de eficiencia y de ahorros en varias categorías, en mantenimiento, estamos moviéndonos a tener unos mantenimientos planeados para tener menos mantenimientos reactivos, y estamos haciendo optimizaciones en consumos de energía, y estamos implementando algunas tecnologías que nos permiten optimizar costos en diferentes sitios, y es un programa que nos está funcionando y que está en construcción de cara a lo que viene en los siguientes años.

Nicolás Erazo: Perfecto. Muchísimas gracias.

Operadora: La siguiente pregunta viene de Carlos Rodríguez de Ultraserfinco.

Carlos Rodríguez: Buenos días para todos. Muchas gracias por la presentación. Tengo dos preguntas. La primera tiene que ver con el *breakeven* que actualmente está en 31.2, ¿y qué tanto espacio hay adicional para disminuirlo teniendo en cuenta la nueva planta solar y que las tarifas de energía en general se normalicen en lo que resta del año? Y la segunda pregunta es con respecto al indicador deuda neta EBITDA, y eso de la mano con la actividad de M&A, ¿hasta dónde ustedes se sentían cómodos, digamos que llevando ese indicador para seguir teniendo actividad de M&A? Muchas gracias.

Felipe Bayón: Que hubo, Carlos Felipe. En términos del *breakeven*, pues, efectivamente nosotros hoy en 31-2, si uno se devolviera en el tiempo, y lo tienen ustedes en el material, piense que estuvimos en 36, en 38, y claramente, pues, hay un esfuerzo para mantener el *breakeven* lo más bajo posible. Yo creo que el nivel de 31, 32, es un nivel bastante competitivo, es un nivel muy bueno. Nosotros seguimos con todo el proceso de transformación, con todo el proceso de seguir siendo eficientes, y eso, digamos, es lo que vamos a seguir haciendo. Desde el punto de vista de la planta solar, yo creo que es importante dar algunos puntos de contexto, uno, pues la planta solar de 21 megavatios es nuestro primer, digamos, bueno, en verdad es el segundo después de la planta de generación con biomasa en Bioenergy, pero, digamos que es el esfuerzo para poder aumentar la capacidad de generación instalada desde el punto de vista renovables. ¿Qué hemos visto?, no solo que con la planta podemos evitar 154,000 toneladas de CO₂, que en sí es un logro muy significativo, sino que hemos visto una reducción de más de 30% en los costos de energía.

El otro punto es que nosotros hoy tenemos como el 5% de capacidad instalada con renovables, la idea es que al 2022 eso suba al 20%. Hay una apuesta muy importante en términos de lo que queremos hacer con renovables. Y acuérdense que la semana pasada salimos adjudicados con 30 megavatios más en la subasta del gobierno. Si uno suma 43 de Bioenergy, 21 de Castilla más 30, ya casi estamos llegando a 100 megavatios que podemos nosotros tener desde el punto de vista de energía, de..., pues desde el punto de vista de energía, y esto le va a impactar a los costos hacia adelante. Y yo creo que, pues,



obviamente, y vuelvo y cierro con esto antes de pasarle a Jaime Caballero para la segunda pregunta, en términos de deuda neta EBITDA, pues, el programa de transformación, lo decía hace un momento en la otra pregunta, 11.5 billones de pesos de ahora en cuatro años, 1.7, pues, nos sigue apuntalando un *breakeven*, no solo bajo como el que tenemos hoy en día, sino absolutamente competitivo. Jaime.

Jaime Caballero: Hola, Carlos. Gracias por la pregunta. La manera cómo nos estamos aproximando al tema del apalancamiento no ha cambiado fundamentalmente, y es, ustedes recordarán que cuándo lanzamos el plan 19-21, planteamos un rango entre 1 y 1.5 veces la relación deuda neta EBITDA, en este momento estamos en niveles que llamaría históricamente bajos, de hecho, probablemente en los últimos cinco o seis años es lo más bajo que hemos estado, estamos a una vez la relación deuda EBITDA, y eso nos genera un espacio dentro del marco que dimos, que es llegar hasta 1.5. A corto plazo, nosotros no vemos ninguna necesidad de endeudamiento, ustedes vieron ya un poco cuál es la posición de caja que tenemos. Las transacciones que hemos anunciado, esas transacciones son financiadas con caja de la compañía. Pero, pues, mirando un poco hacia el resto del plan en los años venideros 20, 21 y 22, y la necesidad de capital que tenemos, pues, estamos abiertos a aproximar la conversión de endeudamiento dentro del rango que hemos mencionado, que básicamente a groso modo, estamos hablando de tener una capacidad de endeudamiento de entre 3 a 4 billones de dólares en cualquier momento del tiempo, y nos gusta tener esa opcionalidad ahí, no solo para apalancar eventuales oportunidades de crecimiento rentable, sino también para volatilidad de precios y ese tipo de temas.

Aprovecho también para comentarles que pensando un poco en el tema de apalancamiento, el otro tema que hemos venido hablando, y hemos conversado sobre esto en el pasado, es nuestro deseo de revisar continuamente y asegurar que la estructura de capital del grupo sea la más adecuada. Cuando uno mira la estructura del capital del grupo, tenemos negocios que son grandes generadores de caja, tienen muy poco nivel de endeudamiento, y en esa medida, ese es un tema que está sobre la mesa y que esperamos trabajar el próximo año. En resumen 1 a 1.5 veces EBITDA sigue siendo el lineamiento, y ahí estamos.

Carlos Rodríguez: Perfecto. Muchas gracias, Felipe y Jaime, por las respuestas.

Operadora: La siguiente pregunta viene de Ricardo Sandoval de Bancolombia.

Ricardo Sandoval: Buenos días. Muchísimas gracias por la presentación, y felicitaciones por los resultados. Yo tengo tres preguntas. La primera, ¿si de pronto nos pueden dar un poco más de color sobre esa disminución en el gasto de exploración y proyectos?, en vista de que, pues, vimos un incremento significativo del Capex, de la ejecución de Capex en el tercer trimestre del 19, pero no vimos el incremento del gasto de exploración y proyectos. La segunda pregunta tiene que ver un poco más con el tema de producción, y es que los problemas de orden público han sido un tema que se ha vuelto un poco más recurrentes,



y que hemos visto que en todos los años del 2017 para acá, han existido trimestres en donde la producción de Ecopetrol se ha visto afectada, me gustaría saber ¿qué podemos esperar para el año 2020, el tema, digamos, de control de estos problemas?, ¿y qué medidas, a nivel compañía, se pueden tomar para minimizar estos problemas de orden público que afectan la producción de Ecopetrol? Y la última pregunta, la tercera, es ¿si hacia adelante podemos seguir viendo esa estrategia de preferir las ventas internacionales sobre los locales?, ¿y de pronto qué factores de..., digamos, pueden llegar a afectar este tipo de decisión de un cambio sobre esta estrategia? Gracias.

Jaime Caballero: Hola, Ricardo. ¿Cómo estás? Es Jaime. Voy a iniciar yo con tu primera pregunta en relación a un poco la dinámica del gas exploratorio. Efectivamente, como hemos visto, hay un incremento de actividad en la compañía, tanto en exploración como en producción, e indudablemente, actividad y Capex. Lo que tú ves un poco al ver los resultados en la línea de gastos, es que la metodología contable alrededor de exploración es que tú, todo lo que vas metiendo a exploración va al balance como una construcción en curso hasta que tú tengas un conocimiento del resultado de esa exploración. Cuando ya tienes el conocimiento del resultado de la exploración suceden dos cosas, si fuiste exitoso y tienes una capacidad de comercializar, esa construcción en curso se convierte en un activo tangible que tienes en tu balance, y cuando no, tienes efectivamente un *write off*, y ese *write off* va a la línea del gasto.

Entonces, esa línea que tú estás viendo reportada de gasto, comparativo entre este año y el año anterior es efectivamente una disminución en el nivel de *write off* que estamos teniendo en la compañía. Aquí el tema protagónico, la razón por la que la diferencia es tan grande entre el tercer crudo año pasado y el tercer crudo de este año, es que, pues los que nos han estado siguiendo por un tiempo recordarán que hace un año tomamos la decisión de llevar al gasto los pozos León 1 y 2 en Ecopetrol América, en función de la evaluación que se había hecho de esa oportunidad, y ese fue un *write off* significativo, alrededor de 250 millones de dólares. Cuando tú haces el comparativo año a año, pues, ese tipo de *write off* o lo hemos tenido este año, ni tenemos la perspectiva de tenerlos por ahora.

>>Ricardo, desde el punto de vista de los problemas de orden público, lo primero que quiero decir es que nosotros rechazamos categóricamente todos los atentados, las válvulas ilícitas, porque recordemos que esto va en contra de las comunidades que utilizan el agua, o que tienen sus animales contra el medio ambiente, y de alguna manera, pues eso nosotros lo tenemos que rechazar. Nosotros tenemos como prioridad el restablecimiento de las condiciones operativas, la aplicación, cuando se dan estos hechos lamentables, en los planes de contingencia, trabajar con las autoridades locales y restablecer condiciones operativas lo más rápido posible. Reconocimiento que tenemos que hacer a las fuerzas militares, a la policía, Fiscalía y demás instituciones que nos acompañan para que nosotros podamos restablecer la operación. En este tercer trimestre tuvimos unos temas puntuales, y en particular en el área de Tibú en el mes de julio. Nosotros tuvimos que hacer una parada de operaciones, ya estamos en el proceso de



restablecimiento, tuvimos unos impactos puntuales desde el punto de vista de Caño Limón, que también ya están subsanados, y se acordarán ustedes que tenemos flexibilidad operativa en términos de las reversiones, Milena nos mostraba cuando hizo la presentación, el número de reversiones y demás, o sea, tenemos la posibilidad de realinear y mandar los crudos por otras rutas, y nosotros, pues, de mirar que efectivamente esos barriles lleguen a buen puerto.

¿Qué estamos esperando nosotros?, pues, nosotros seguiremos con todo este proceso de flexibilidad operativa para llevar los crudos a las refinerías, o llevar los crudos a los puertos. Desde el punto de vista de las ventas, de incrementar ventas internacionales, y le voy a pedir a Pedro que nos ayude ahorita con más detalle. Nosotros, pues, tenemos que balancear muchas cosas, uno, el suministro de los combustibles en el país, y en ese sentido, fundamental que nosotros tengamos la carga de la refinería, si ustedes vieron que rompimos el récord en cargas de refinación este trimestre con 389,000 barriles, sumando Barrancabermeja, y la nueva refinería de Cartagena. Entonces, tenemos que balancear la producción de Diesel, de gasolina, de Jet. Por ejemplo, hoy somos autosuficientes en Jey gracias a unos cambios operativos que hicimos en la refinería de Cartagena. Somos autosuficientes en Diesel. Y habiendo dicho todo eso, a veces necesitamos crudos que traemos del exterior, tanto en Reficar como en Barranca, para poder hacer el proceso de refinación. En ese sentido, tendremos que buscar las mejores mezclas, las mejores combinaciones de crudos para hacer las cargas, y las que generen mayor valor, siempre maximizando el valor.

Hemos visto también un fortalecimiento de algunos mercados internacionales, y pues, hay que aprovechar esas oportunidades, y muy proactivamente estar vendiendo, no solo los productos, los crudos, sino también los productos.

Gracias, Ricardo, por la pregunta. Efectivamente nosotros hoy en día, después de la transformación comercial, tenemos una organización que está mucho mejor preparada para maximizar el valor tanto de los crudos como de los productos. Y lo que estamos haciendo básicamente es hacerle seguimiento, cuáles son esos mercados para poder nosotros dirigir precisamente esas ventas a los mercados de mayor realización. En lo que hemos visto en este tercer crudo es que Asia se fortaleció, y nosotros exportamos, el 58% de nuestros crudos fueron a Asia. Y las ventas locales básicamente, con respecto a los crudos, pues, básicamente si tiene sentido económicamente, pues las ventas las hacemos localmente, pero estamos viendo que el fortalecimiento es en Asia, y hacia allá nos dirigimos. Con respecto a los productos, también es una decisión económica. Como lo mencionó Felipe, la estrategia es optimizar la carga de las refinerías, entonces estamos comprando crudos en el exterior cuando tiene sentido económico, y los importamos tanto para Barranca como para Cartagena, pero también estamos comprando crudos locales livianos que nos ayudan con esa meta de incrementar las cargas de la refinería, principalmente la de Barrancabermeja.



Y la prioridad sigue siendo con respecto a los combustibles, pues es el abastecimiento local, lo cual lo hacemos de las dos refinerías, tanto de Barrancabermeja como las instalaciones que hacemos de la refinería de Cartagena.

Ricardo Sandoval: Perfecto. Muchas gracias por las respuestas.

Operadora: La siguiente pregunta viene de Camilo Roldán de Davivienda Corredores.

Camilo Roldán: Hola. Buenos días a todos. Muchas gracias por la presentación. Tenía solo una preguntita. Quisiera saber que, desconociendo los niveles actuales de Ecopetrol de caja, y su deposición para continuar con las operaciones de fusiones y adquisidores, ¿cuáles son los prospectos para los mercados en México y Argentina, tomando en cuenta que, pues, con las nuevas elecciones que hicieron en Argentina, pues entra un nuevo gobierno que seguramente no va a ser muy amigable con las inversiones privadas?, ¿o si se van a seguir mirando oportunidades en Estados Unidos, tomando en cuenta que el *market cap* de las empresas que operan allí se ha ido debilitando en el último año?

>>Camilo, gracias. Varias cosas, uno, la estrategia de la compañía es operar en el continente. Nosotros, eso lo hemos dicho con bastante claridad y, pues, ustedes ven en Estados Unidos, y voy a tratar de ser muy breve en esto, pero de hace unos tres, cuatro años, la producción subió de 3,000 o 4,000 barriles a casi 15,000 barriles en el Golfo de México, lo que es Costa afuera, tenemos ahora la entrada en el Permian, donde tendremos ya producción, si bien poca y, digamos, pero va a ser un nivel de arranque hacia el final de este año de los que son los no convencionales en Texas en el Permian. En México, nosotros tenemos una presencia en dos bloques exploratorios que adquirimos hace ya un par de años, el 6 y el 8, estamos con Petronas y con Pemex, y seguimos avanzando en todo el desarrollo de las actividades técnicas que soportan el programa de trabajo al cual estamos comprometidos, o sea, en ese sentido, no vemos un cambio desde el punto de vista de la actividad que tenemos en México. Vale la pena aclarar, pues, que no tenemos una exposición demasiado grande en México, precisamente por la presencia que tenemos en estos dos bloques, pero seguimos trabajando desde el punto de vista del relacionamiento con Pemex en lo que es intercambio de conocimiento, intercambio de tecnología, en recobro mejorado, en temas de seguridad, y eso seguirá existiendo.

Argentina, nosotros no tenemos una presencia en Argentina, tenemos muy buena relación con YPF, tenemos un diálogo muy fluido, pues miramos a la Argentina en su experiencia de los no convencionales, y cómo podemos aplicar muchas de las cosas que ellos han transitado en los últimos diez años, pero por ahora, pues, no tenemos, digamos, un interés en entrar activamente en ese mercado. Estados Unidos, si ustedes se regresan en el tiempo, hace un poco más de dos años dijimos que queríamos entrar al territorio continental de los Estados Unidos, al Permian, y a hacer no convencionales, bueno, eso lo anunciamos el 31 de julio, una excelente oportunidad que nos va a permitir, entre otras cosas, sumar más de 1,000 millones de dólares de EBITDA a partir del año 2022, unos 1,100, 1,200 millones de dólares de EBITDA con un nivel de producción de 90 a 95,000



barriles en el año 2027. Hago un paréntesis, para el año 2026, 27, podemos estar como compañía produciendo entre 100 y 120,000 barriles por fuera del país. Yo creo que eso es una noticia bien importante que quiero recalcar. Si vamos a seguir mirando oportunidades en Estados Unidos, hoy tenemos un equipo de adquisiciones en la compañía que ha hecho un excelente trabajo, reconocimiento a ese equipo, y definitivamente, pues seguiremos mirando las opciones, y cuando esas opciones lleguen las estaremos comunicando en tiempo y en forma. Gracias, Camilo. Listo, Felipe. Muchísimas gracias.

Operadora: La siguiente pregunta viene de Liliana de HSBC.

>>Hola. Gracias por la oportunidad. Tengo dos preguntas. La primera es: ¿cuánto Ecopetrol está pagando por los activos de Gato do Mato de Shell?, ¿y cuáles son sus compromisos de inversión de capital para el próximo año y 2021? Y la segunda pregunta es: ¿cuál es la razón de invertir en la subasta de Volumex 20 de los 5,000 millones de barriles en Brasil? El régimen fiscal y cuánto tienen que pagar ahora de *signature fee* parece demasiado alto para el tamaño de Ecopetrol, y me pregunto si quieren participar en las subastas con Petrobras o con otra compañía como operadores.

Felipe Bayón: Hola, Lili. Un gusto. Felipe. Desde el punto de vista de Gato do Mato que anunciamos la semana pasada, varias cosas. Y voy a tratar de darles un color adicional en términos de inversiones, en términos de cómo vemos el programa de trabajo, la actividad hacia adelante. Lo primero que tengo que decir es que el precio de la transacción es confidencial, y esos son los términos que acordamos con el vendedor. Muy complacidos porque estar con Shell que tiene un compromiso muy grande en Brasil, que es un operador de clase mundial, pues, para nosotros es realmente importante. Se acordarán ustedes que también estamos con ellos en Saturno y también con Chevron, pero de alguna manera, pues, es parte de un relacionamiento estratégico que tenemos con Shell, y eso, pues lo vemos con muy buenos ojos. Solo la transacción se hizo de acuerdo con los múltiples de transacciones similares, valoraciones que hacen ustedes mismos, y bueno, en ese sentido creo que primero es una oportunidad que logramos materializar, y que va a generar un beneficio bien importante para Ecopetrol. También es un hito desde el punto de vista de la filial de Brasil, ¿por qué? Si uno piensa en Saturno, que lo mencionaba ahora, y piensa uno en Pau, Brasil, que son actividades exploratorias de un poco más largo plazo, que tendrán barriles de producción más adelante en el tiempo, pues, Gato do Mato, nos permite pensar en el 2024, 2025 en tener producción.

¿Qué tenemos que hacer? Primero, pues hay un Capex estimado para el consorcio que puede ser de alrededor de unos 3,000 millones de dólares, unos 3 billones. Nosotros tenemos el 30% de ese *share*. Segundo, pues eso lo vamos a ejecutar entre el año 2020, 21, 22, y pues habrá un perfil, y eso todavía lo estamos terminando de trabajar. Tercero, acordémonos que tenemos ya tres pozos perforados en Gato do Mato, pozos exitosos. Estamos en la planeación de un cuarto pozo, el Gato do Mato 4, que nos permitirá tener información que en últimas va a ser fundamental para el plan de desarrollo. Y en sentido,



digamos, un poco más detallado, tenemos en este momento visualización de necesitar unos 7, 8, 9 pozos, está terminando de definir, desde productores, inyectores de gas e inyectores de agua. El plan de desarrollo que vamos a trabajar a lo largo de los próximos meses nos va a permitir finalizar el proceso para la adquisición del FPSO, definir sus capacidades, en últimas definir la inversión, definir los tiempos. Pero estamos viendo un perfil, Lili, con actividad permanente, como lo decía, Gato do Mato 4, el próximo año, al 2023 perforar unos pozos adicionales, y eso yo creo que es muy importante.

Y desde el punto de vista de la sanción del proyecto, pues, estamos esperando que en los próximos 12, 18 meses, estemos llegando a sanción. Creo que con esto, pues, les estamos dando un poco más de color sobre donde estamos viendo Gato do Mato. Me faltan un par de temitas adicionales que pueden ser beneficiosos, uno, recordemos que es un crudo de 37 grados API, es un crudo liviano que permite rebalancear el portafolio de Ecopetrol, que nos da a nosotros que tenemos crudos, pues, más pesados, la oportunidad de tener unos crudos más livianos. Estamos, como les decía, entendiendo todavía el campo como tal, pero ya estamos viendo, y esto lo habíamos anunciado, que puede haber unos 90 millones de barriles contingentes que podríamos estar entrando en los libros rápidamente. Hablamos de un nivel de producción de alrededor de unos 20,000 barriles en método de Ecopetrol hacia el año 2025. Términos de F&D, estamos hablando de un rango entre 19 y 21 dólares por barril, en términos de *lifting costs* estamos viendo un rango entre 9 y 11 dólares por barril y, creo que con esto les estamos dando, digamos, muchísima más información, posiblemente me falta el dato del Capex que estimamos para los pozos, pero puede estar alrededor de unos 55, 60 millones de dólares. O sea, creo que les hemos dado un color adicional de muchísimo más detalle sobre Gato do Mato. Entonces, esa es la primera, digamos, pregunta.

Desde el punto de vista de la subasta de excedente en Brasil, yo creo que es importante lo siguiente, nosotros como Ecopetrol, hemos sido muy disciplinarios en términos de las inversiones que hemos hecho, lo vemos en Pau Brasil, en Saturno y ahora en Gato do Mato, claramente hemos desarrollado una capacidad en los equipos locales y en el equipo central de analizar las inversiones, o las posibilidades de inversión de manera muy detallada, y nosotros, pues, claramente estamos viendo la cesión onerosa, vimos la ronda que pasó hace un par de semanas, 16, está la ronda 6, y todo lo estamos mirando en detalle, así haz tú el punto, que hay unas compañías de los mellers que no van a estar participando. Y nosotros, pues, estamos terminando de tomar la decisión si participamos o no. Pero claramente, pues tenemos un excelente relacionamiento con Petrobras, es una compañía que respetamos profundamente desde su capacidad técnica, operativa, tenemos un muy buen entendimiento, tenemos otros proyectos andando con ellos, y, bueno, pues definiremos en estos días si efectivamente seremos parte o no del proceso de la cesión onerosa y de la ronda. Lili, muchas gracias.

>>Muchas gracias. Perfecto. ¿Puedo hacer un *follow up*?, si puedes. ¿Qué tipo de rendimiento crees que necesita para invertir en Brasil en comparación con los Estados Unidos, por ejemplo? Gracias.



Felipe Bayón: ¿Rendimiento en qué sentido, Lili?

>>De retorno de capital.

Felipe Bayón: Pues nosotros hemos dicho que direccionalmente, nosotros queremos estar en un ROACE del 11%, y eso no ha cambiado, eso fue lo que les dijimos en el plan 19-21. También nosotros estamos pensando que el *breakeven* debe estar por encima, o en 55, nosotros necesitamos un *breakeven* de 55, hemos hecho, pues, digamos, todo un proceso de transformación, que es evidente y lo veíamos hoy en los resultados. Entonces, nuevamente estas inversiones que hemos hecho en Brasil, tanto las exploratorias como Gato do Mato que nos permite tener producción mucho más rápidamente, cumplen con estos parámetros de inversión. Y nuevamente a la pregunta anterior que nos hacías, pues, esos son criterios fundamentales para tomar las decisiones sobre la cesión onerosa o no, y por eso, pues estamos mirando eso con muchísimo detalle. Pero, fundamental, que nosotros mantengamos la disciplina de capital y la protección de la caja, que son dos de los pilares estratégicos de Ecopetrol. Gracias, Lili.

>>Perfecto. Gracias. Sus respuestas fueron muy completas. Gracias.

Operadora: La siguiente pregunta viene de Andrés Cardona de *Siri Group*.

Andrés Cardona: La primera tal vez para Jaime, y es si dado la naturaleza del negocio de Shell en Estados Unidos, ¿podrían considerar coberturas para la producción asociada a este activo? La segunda es ¿si pueden actualizar cuánto es el coste de perforación por pie?, que nos lo mostraron en la presentación de los 2Q, y saber ¿cómo ha evolucionado? Y una última, ¿si pueden comentar algo sobre la ronda, que va a ser también la NH en Colombia? Muchas gracias.

Jaime Caballero: Hola, Andrés. Soy Jaime. Voy a iniciar con tu pregunta sobre coberturas en Shell y coberturas en general. Como ustedes saben, hemos reactivado el tema de coberturas dentro del grupo, y actualizamos nuestra política a principios de este año, y ya hemos estado realizando algunas coberturas de carácter transaccional y táctico, pues, para cubrir operaciones comerciales puntuales. La conversación más amplia de coberturas estratégicas de precio es permanentemente, ¿sí?, es un tema que estamos evaluando permanentemente a nivel de grupo, y la manera cómo lo estamos aproximando es ¿cómo mitigamos la exposición del grupo a fluctuaciones anormales, por así decirlo, en cuanto particularmente Brent y ciertos productos? Con la transacción del Permian, la manera como nosotros vemos el tema es más como una conversación de cómo podemos mitigar la exposición al WTI, y a deltas significativos entre WTI y Brent. Esa es la manera cómo lo estamos aproximando. Y sí, efectivamente es un tema que estamos evaluando, y que continuaremos evaluando para ver si existen coyunturas de mercado buenas donde creamos que el costo-beneficio de esto amerite la transacción.



Aquí hay que también acordarnos que los términos de Permian son unos términos, y los supuestos de precio alrededor de la transacción de Permian, son supuestos con los que nos sentimos bastante cómodos porque son muy alineados con nuestros criterios de disciplina de capital que establecimos dentro del plan de negocios. Así que no es una preocupación, es más bien una oportunidad, y sí la estamos evaluando. Paso a Alberto que nos va a hablar del costo de perforación.

Alberto Consuegra: Andrés, entonces, para el caso del Permian, cierta información valiosa que te podemos dar es costo de un pozo en promedio que está alrededor de 9 millones de dólares, el 30% de esa actividad de perforación. El costo por pie perforado que tenemos en el plan es de 333 dólares por pie. Si miramos, Colombia, en este momento el promedio que tenemos en nuestro plan es de 318 dólares por pie, esto adonado por la actividad que realizamos mayoritariamente en tres áreas: Rubiales, Castilla, Chichimene, que es la Orinoquía, y el Magdalena medio. Por supuesto, hay áreas donde tenemos pozos mucho más complejos desde el punto de vista geológico, y esos jalonan el costo por pie perforado hacia arriba.

>>Andrés, ¿tienes alguna pregunta adicional?

Andrés Cardona: Si podrían comentar un poco sobre la subasta de la NH, de pronto, qué tipo de activos tienen interés aquí, si más gas, más petróleo. Y tal vez si nos pueden actualizar sobre el socio que están buscando para el activo *offshore* en Colombia.

Felipe Bayón: Sí. Pues, en términos de la subasta, nosotros participamos en la primera con bastante éxito, con mucho éxito, a nivel del grupo, directamente con Ecopetrol, también como Hocol. Sobre la que viene, pues, la estamos mirando con muchísimo detalle, y en su momento tendrán noticias sobre eso, pero claramente ustedes entenderán, son oportunidades que nosotros miramos en detalle y con todo el rigor técnico. Desde el punto de vista del socio que estamos buscando para el activo *offshore*, este es lo que denominamos Cronos, Gorgon, *low cost, purple angel*, es la zona cerca del Golfo de Morrosquillo que es 100% propiedad de Ecopetrol. Estamos en este momento en un proceso de Data Room, tenemos varias compañías que han participado de ese proceso. Esperamos próximamente darles algunas noticias en ese sentido. Pero queremos un socio que aporte al proyecto y al desarrollo de este gas que es importante para el país, que le aporte desde el punto de vista técnico, desde el punto de vista operativo, desde el punto de vista de su conocimiento de los mercados de gas, porque si bien es un gas que principalmente vendrá al territorio continental colombiano, dada la magnitud de los descubrimientos que tenemos ahí, habrá que pensar en otras opciones también para el gas. Entonces, todo eso lo estamos mirando, y en su momento, Andrés, cuando tengamos más noticias, pues, las estaremos comunicando. Gracias.

Andrés Cardona: Muchas gracias, Felipe. De nuevo, felicitaciones por los resultados.



Operadora: No hay más preguntas en este momento. Señor Bayón, ¿hay algún comentario final?

Felipe Bayón: Bueno. Muchísimas gracias nuevamente a todos por participar en esta llamada de resultados del tercer trimestre del año 2019. Hemos entregado unos resultados que nos muestran desde el punto de vista operativo, desde el punto de vista financiero, solidez, muchísima consistencia con la estrategia. Hemos entregado en términos de esa estrategia, pues, varios hitos que nos permiten seguir construyendo, tenemos algunas semanas todavía para cerrar el año, hemos podido mejorar nuestro nivel de producción en el año. Esperamos hacia el final del año estar repuntando aún más con esa producción, y cerrar en el rango de 7.20 a 7.30, 30,000 barriles. Estamos esperando continuar con esa sólida posición de caja que nos mencionaba Jaime hace un momento. Nosotros seguiremos con una carga óptima de las refinerías, y también, pues, trabajándole a la transición energética, a seguir incursionando en energías renovables, y a consolidar todo el proceso de adquisiciones, que anunciamos ya hace algún tiempo, y que este año y particularmente desde julio para acá, con el Permian y con Gato do Mato, pues, hemos podido volverlas realidad. Nuevamente muchísimas gracias a todos los que participaron de la llamada, y que tengan un muy buen día.

Operadora: Gracias, damas y caballeros. Con esto concluye nuestra conferencia. Gracias por participar. Pueden desconectarse.