



LLAMADA DE RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS GRUPO ECOPETROL 2T 2019

Operadora: Buenos días, mi nombre es Silvia y seré su operadora para la conferencia de hoy. En este momento me gustaría darle la bienvenida a Ecopetrol, segundo trimestre de 2019, conferencia de resultados. Todas las líneas han sido configuradas en modo de silencio para evitar ruido de fondo. Después de los comentarios del *speaker*, habrá una sesión de preguntas y respuestas. Gracias por su atención. La señora María Catalina Escobar, gerente de Finanzas Cooperativas y Relacionamento con Inversionistas, comenzará la conferencia de hoy. Señora María Catalina Escobar, puede comenzar.

María Catalina Escobar: 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 segundo 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, Milena López, CFO de Cenit, Jorge Calvache, vicepresidente de Exploración, Jorge Osorio, vicepresidente de Desarrollo y Producción, 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: María Catalina, muchísimas gracias.

Les doy la bienvenida en el día de hoy a todos los que nos acompañan en esta conferencia de resultados para el segundo trimestre del 2019.

Personalmente, me encuentro muy complacido con los resultados que entregamos el día de ayer al mercado.

En medio de un entorno retador, las cifras del segundo trimestre del 2019 evidencian la sostenibilidad de nuestros resultados, y esto gracias a la fortaleza operativa y financiera del Grupo Ecopetrol.



La utilidad neta fue de 3.5 billones de pesos y el EBITDA fue de 8.3 billones de pesos. Todo esto aún con el impacto que tuvo la caída de los precios internacionales sobre nuestros productos más valiosos y a algunos mantenimientos programados en unos de nuestros campos y en las refinerías.

Seguimos cumpliendo nuestra estrategia con la llegada a la cuenca del Permian, la más prolífica de los Estados Unidos y posiblemente del mundo, y todo esto gracias a nuestra alianza estratégica con Occidental.

Esta es una transacción transformacional y de gran valor para el Grupo Ecopetrol ya que nos permite mejorar la posición de reservas, aumentar la producción, afianzar nuestro conocimiento en el desarrollo de hidrocarburos no convencionales y consolidar nuestra estrategia.

Esperamos registrar alrededor de unos 160 millones de barriles de petróleo equivalente en reservas probadas al cierre de la transacción, todo esto previsto antes de finalizar el presente año.

También esperamos aumentar la producción de manera progresiva, hasta que alrededor del año 2027 tengamos unos 95,000 barriles equivalentes por día de producción de Ecopetrol.

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

Durante el primer semestre del año 2019 tuvimos un entorno de altísima volatilidad y vimos una tendencia continua debilitamiento de los márgenes de refinación. No obstante, nuestra canasta de precios continuó con un buen desempeño.

El precio del Brent disminuyó un 7% frente al primer semestre del año 2018. Sin embargo, vimos un fortalecimiento de los crudos pesados debido al menor suministro de estos en la región, entre otras razones.

Nuestra estrategia comercial nos ha permitido aprovechar esta coyuntura de mercado y lograr un diferencial de 6.4 dólares por barril en nuestra canasta de crudos versus el Brent para el primer semestre del año en curso.

Por otra parte, los *cracks* de gasolina y nafta se han debilitado sustancialmente, esto se combinó con el encarecimiento de la dieta de crudos, intermedios y pesados, lo que deterioró los márgenes de refinación a nivel global.

La evaluación de la tasa de cambio promedio del 12% frente al primer semestre del año 2018 ayudó, en parte, a mitigar el impacto de un menor precio del Brent en este primer semestre del año.

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

Alberto Consuegra: Gracias, Felipe.

Los resultados operativos del primer semestre fueron positivos y fortalecen nuestra posición frente a las metas de 2019 a pesar del entorno de precios tan retador, los impactos de los

mantenimientos programados y las alteraciones de orden público que se tuvieron durante ese periodo.

La producción promedio del grupo empresarial para el segundo trimestre fue de 723,000 barriles de petróleo equivalente por día, 2,000 barriles más frente al segundo trimestre de 2018, teniendo en cuenta que además se logró cumplir con el plan de mantenimientos programados para el periodo.

En términos de actividad, durante el trimestre se tuvieron en promedio 37 taladros en operación, seis taladros más que los utilizados en el segundo trimestre de 2018. La operación de estos taladros llevó a la perforación y completamiento de 147 pozos de desarrollo. Al primer trimestre de 2019 se han perforado 311 pozos de desarrollo, un 17.4 % más que los perforados en el primer semestre de 2018.

En el frente exploratorio, durante el segundo trimestre se confirmó la presencia de hidrocarburos en los pozos Andina Norte-1, crudo liviano y gas, y Boranda-2 Sidetrack, crudo mediano.

El total acumulado a lo largo del año es de diez pozos perforados en el *on-shore* colombiano, lo que implica que al final del año estaremos superando la meta de 12, fijada en el plan.

Por otra parte, me complace mencionar que el Grupo Ecopetrol obtuvo cinco de los 11 bloques exploratorios adjudicados en Colombia por la ANH durante el proceso permanente de asignación de áreas 2019.

En el frente internacional, se logró la adjudicación del bloque MC 904, localizado en el Golfo de México de Estados Unidos, en consorcio con Fieldwood Energy, como operador, y Talos Energy.

En el segmento de transporte se tuvo un buen desempeño y aporte a la caja del grupo empresarial gracias a una mayor producción, la gestión comercial para mover mayores volúmenes por los oleoductos y más días de operación del oleoducto Caño Limón-Coveñas.

Durante el trimestre se presentaron 16 atentados a la infraestructura de los oleoductos, un 48% menos que en el segundo trimestre de 2018, resultando en menor número de ciclos de reversión, comparados con el mismo periodo de 2018.

Es importante mencionar que durante el segundo trimestre el Ministerio de Minas estableció las nuevas tarifas de transporte de crudo que regirán a partir del segundo semestre de 2019 hasta el 30 de junio de 2023.

En el segmento de *downstream*, la refinería de Barrancabermeja obtuvo un buen desempeño operacional como resultados de los mantenimientos ejecutados durante el primer trimestre del año.

El incremento de carga frente al segundo trimestre de 2018 fue de 7,700 barriles por día y de 33,000 barriles día frente al primer trimestre de 2019, habiéndose favorecido por una mayor disponibilidad de crudos livianos.



La refinería de Cartagena alcanzó una carga promedio de 150,000 barriles día, con un 82% de crudos nacionales en la composición de la carga, esto gracias a la continuidad de los esfuerzos en optimización de la dieta de crudo y a la gestión en integridad de activos.

La carga conjunta de las refinerías durante el trimestre llegó a 379,000 barriles de petróleo por día, en línea con la meta del plan de negocios.

En el sector petroquímico, Esenttia fue galardonada con la Medalla al Mérito Cruz Esmeralda en la máxima categoría, Excelencia, como la empresa de Colombia con mejores resultados en seguridad, salud y ambiente.

Por favor, pasamos al siguiente *slide*.

Durante el primer semestre, nuestros costos de levantamiento crecieron 7.9 %, comparado contra el primer semestre de 2018, debido a la mayor actividad de mantenimiento de pozos, así como al mayor costo de servicios de subsuelo, particularmente asociado al programa de recobro mejorado. Hubo un incremento en costos de energía por mayor volumen de agua inyectada y por mayores precios en bolsa.

El segundo trimestre de 2019, hemos lanzado el plan de eficiencias con una meta para el año de 2.1 billones de pesos. Estas eficiencias están especialmente enfocadas en continuar reduciendo nuestros costos por pie perforado, en cortar la tendencia creciente de los costos de levantamiento y en reducir el factor de dilución en la evacuación de los crudos pesados.

Doy paso ahora a Jorge, quien les comentará acerca de los resultados de exploración.

Jorge Calvache: Gracias, Alberto.

En el segundo trimestre la campaña exploratoria continúa mostrando muy buenos resultados.

De la mano con nuestros socios, completamos la perforación de seis pozos exploratorios, para un total de diez en lo corrido del año.

Con este resultado, estamos muy cerca de alcanzar nuestra meta de 12 pozos exploratorios para el 2019.

Durante el trimestre confirmamos la presencia de hidrocarburos en el pozo Andina Norte-1, operado por Parex, con una participación del 50%, y Ecopetrol con el 50% restante, encontrando crudo en las formaciones Guadalupe y Une.

Las pruebas iniciales en la formación Guadalupe confirmaron un crudo liviano de 40 grados API y gas. Adicionalmente, en la formación Une se probó un crudo de 37 grados API y gas.

Así mismo, en mayo finalizó la perforación del pozo Boranda-2 ST, en el cual se realizaron pruebas iniciales de producción en las que se confirmó la presencia de crudo mediano de 23 grados API, en la formación Esmeraldas de eoceno.

Estos hallazgos se benefician de estar ubicados cerca de infraestructura existente y, además, nos permiten apalancar nuestro objetivo estratégico de incrementar reservas y producción en corto tiempo a través de exploración.

Por otra parte, me complace informar que el Grupo Ecopetrol obtuvo cinco de los 11 bloques exploratorios adjudicados en Colombia por la Agencia Nacional de Hidrocarburos durante el proceso permanente de asignación de áreas 2019.

De esos cinco, el bloque Guajira Off-10, en el *offshore* del Caribe colombiano, corresponde a Ecopetrol S. A. y los otros cuatro a nuestra filial Hocol.

A nivel internacional, logramos robustecer nuestro portafolio en zonas de alto potencial. Ecopetrol América, con un porcentaje de participación del 31.5%, en consorcio con Talos Energy, con el 9.56%, y Fieldwood Energy, como operador, con un 58.94%. De interés ganaron el bloque MC 904, localizado en el Golfo de México de Estados Unidos, durante el proceso de la ronda Golfo de México Lease Sale 252.

Por su parte, Ecopetrol Brasil compró 341 kilómetros cuadrados adicionales de sísmica 3D, la cual permitirá evaluar la prospectividad de Pau Brasil, y 1,600 kilómetros cuadrados de sísmica 3D de alta resolución para evaluar la participación en la ronda cesión onerosa, en el segundo semestre.

Adicionalmente, Ecopetrol Hidrocarburos México adquirió la licencia de 88,015 kilómetros cuadrados de sísmica 3D del programa Campeche, por un periodo de 24 meses.

Por último, quisiera resaltar que el pasado 17 de julio, el Ministerio de Minas y Energía de Brasil aprobó la participación de Ecopetrol del 10% del bloque Saturno, ubicado en la cuenca Santos.

En la nueva composición, Ecopetrol queda con el 10% de los intereses, mientras que Shell, como operador, tiene el 45% y Chevron, el otro 45%.

Ahora, paso la palabra a Jorge Osorio, quien hablará de los resultados de producción del grupo empresarial.

Jorge Osorio: Gracias, Jorge.

Durante el 2019 hemos estado en línea con nuestro plan para alcanzar una producción entre 720,000 y 730,000 barriles equivalentes por día.

Nuestra producción en el segundo trimestre fue de 723,000 barriles equivalentes por día, 2,000 barriles más frente al segundo trimestre del año anterior.

Del total de la producción, los campos de Ecopetrol con programa de recobro aportaron el 30% y las filiales, el 8.3 %, alcanzando 60,200 barriles por día.

Frente al primer trimestre del año, la producción de crudo y gas disminuyó en línea con el plan de mantenimientos programados para el periodo.

Para este trimestre se destacan los buenos resultados de la campaña de perforación del Campo Rubiales, compensando la declinación propia del campo, y la perforación en el campo Akacias, bloque CPO 9, donde se ha triplicado la producción, llegando a 20,000 barriles por día como promedio para el trimestre.



La lámina también ilustra la producción de los campos Castilla, Cupiagua y Yariguí, los cuales presentan un incremento frente al segundo 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 segundo trimestre de 2018, el segmento de transporte mantuvo resultados financieros positivos, con un EBITDA cercano a 2.5 billones de pesos. Esto representó un incremento de 10,8% frente al año anterior y un margen de EBITDA sobre ingresos alrededor del 78%.

Durante el segundo trimestre de 2019 transportamos un mayor volumen de crudo y refinados, llegando aproximadamente a 1,158,000 barriles por día, lo que representó un crecimiento del 3,8%, comparado con el mismo trimestre del año anterior.

El volumen de crudo transportado se incrementó un 4,3% debido, principalmente, a la captura de barriles que anteriormente se evacuaban por fuera de la infraestructura del *midstream* y a la inyección del crudo del campo Acordionero, en Ayacucho.

El volumen transportado de refinados aumentó en 2,5% debido al reabastecimiento de inventarios que se realizó posterior al mantenimiento de la unidad HDT de la refinería de Barrancabermeja, durante el primer trimestre.

Durante el segundo trimestre se redujeron los atentados a la infraestructura de transporte en un 48%.

Como resultado, durante el trimestre se hicieron 12 ciclos de reversión, comparados con 18 en el mismo periodo del 2018, lo cual llevó a mayores días de operación normalizada en el oleoducto Caño Limón-Coveñas.

Por último, quisiera resaltar que durante el segundo trimestre, el Ministerio de Minas y Energía estableció las nuevas tarifas de transporte de crudos que regirán a partir del mes de julio de este año hasta el 30 de junio de 2023.

En esta oportunidad, como parte del proceso, se desarrolló una instancia de negociación directa entre remitentes y transportadores, que en algunos casos resultó en acuerdos validados por el Ministerio de Minas y Energía de manera posterior.

En los casos en los cuales no hubo acuerdo, el Ministerio de Minas y Energía fijó las tarifas de acuerdo a la metodología tarifaria vigente.

Con la fijación de las nuevas tarifas, se tiene un aumento moderado en el nivel de ingresos para el segmento del *midstream* y se obtiene estabilidad tarifaria durante los próximos cuatro años.

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

Tomás Hernández: Gracias, Milena.

En lo corrido del año 2019, nuestras refinerías se han visto impactadas por un retador entorno de mercado.

Los diferenciales de los precios de productos internacionales frente al Brent han estado fuertemente deteriorados, principalmente en lo referente a naftas y gasolinas, que se han ubicados en mínimos históricos de los últimos 20 años, lo anterior unido a la mayor fortaleza en los diferenciales versus Brent de los crudos que conforman la dieta de nuestras refinerías en el 2019.

Estas condiciones de mercado nos llevaron a tener márgenes brutos de refinación más débiles, en línea con el comportamiento de nuestros referentes en el Golfo de México.

A pesar de este entorno, la estabilidad operativa de la refinería de Barrancabermeja permitió que el margen bruto del segundo trimestre de 2019 se mantuviera en niveles similares a los del mismo trimestre del año pasado llegando a 10.3 dólares por barril, frente a 10.5 dólares por barril en el segundo trimestre de 2018 a pesar de la apreciación de los crudos de su dieta.

Para la refinería de Cartagena, el margen bruto del segundo trimestre de 2019 disminuyó en un 41% con respecto al mismo trimestre del año 2018, alcanzando 6.6 dólares por barril, altamente impactados por el comportamiento del mercado internacional y por los trabajos de mantenimiento mayor realizados durante el trimestre.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina, para resaltar las actividades de mantenimiento ejecutadas y el desempeño en cargas en el segmento de refinación.

Los trabajos en la refinería de Cartagena consistieron en la ejecución de mantenimientos en algunas unidades, siendo el más relevante el efectuado en la unidad de hidrocraqueo. Este mantenimiento consistió en cambio de catalizador, limpieza e inspección de equipos y es el primer mantenimiento mayor desde la entrada en operaciones de la nueva refinería. Con esta intervención se espera que la planta tenga un nuevo ciclo de corrida de cuatro años, asegurando los activos clave para la excelencia operativa de la refinería.

Aun con la ejecución de estos trabajos de mantenimiento mayor, la carga de la refinería alcanzó un promedio de 150,000 barriles día, cercano a los 153,000 barriles día del mismo periodo del año anterior y una dieta compuesta de 82% de crudos nacionales versus 79% en el segundo trimestre de 2018. Esto se logró gracias a la continuidad de los esfuerzos en optimización de la dieta de crudo y a la gestión en integridad de activos.

La refinería de Barrancabermeja retornó y mantuvo una operación estable y un buen desempeño operacional tras los mantenimientos mayores ejecutados durante el primer trimestre del año.

La carga del segundo trimestre del 2019 se recuperó frente al comportamiento del primer trimestre del año en 33,000 barriles día. Frente al mismo trimestre del año pasado, la carga aumentó en cerca de un 4%, favorecida por una mayor disponibilidad de crudos livianos.

En nuestra área petroquímica, durante el segundo trimestre del 2019, Esenttia continuó con excelente desempeño en su vida 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 continúa avanzando en la ejecución de los mantenimientos interzafra, luego de la finalización del periodo de zafra 2018-2019 en el mes de marzo.

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

Jaime Caballero: Gracias, Tomás.

Seguimos manteniendo sólidos resultados financieros en el primer semestre de 2019. Alcanzamos un EBITDA de 15.7 billones de pesos y una utilidad neta de 6.2 billones de pesos. El margen EBITDA del grupo muestra una tendencia creciente desde 2016, ubicándose en 45.7 %. Nuestros principales indicadores de apalancamiento se mantienen saludables y en línea con muchos pares de la industria. El indicador Deuda Bruta/EBITDA y Deuda Neta/EBITDA estuvieron en - 1.2x y 1x respectivamente.

El EBITDA por barril presentó una leve disminución frente a 2018, principalmente por los menores precios internacionales de crudos y productos y el impacto de los mantenimientos programados, en especial en las refinerías.

Es importante resaltar que a pesar de que el Brent cayó 5.5 dólares por barril en lo acumulado del año, nuestro EBITDA por barril solo cayó 2.2 dólares, siendo más rentables en 3.3 dólares por barril.

El *breakeven* de utilidad cerró en 31.9 dólares por barril, mostrando una tendencia favorable frente a periodos anteriores con un mayor diferencial frente al Brent, destacando los resultados debajo de la línea operacional gracias a una menor tasa de tributación y a menores gastos financieros.

Asimismo, mantuvimos nuestro ROACE por encima de 13%, evidenciando la eficiencia y la rentabilidad operativa del capital asignado por la compañía.

El EBITDA del grupo se mantuvo estable. Se destaca el aumento del EBITDA del segmento de transporte, de 4.4 a 5.1 billones gracias, en parte, al aumento de los volúmenes transportados por ducto, que anteriormente se transportaban por carrotanque.

Este incremento ayudó a contrarrestar los impactos de la caída en precios internacionales del Brent, la nafta y la gasolina, y el efecto de los mantenimientos mayores programados en ambas refinerías y en algunos campos de producción durante el primer semestre.

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

En el segundo trimestre, el flujo de caja absorbió el pago de la primera y segunda cuota de dividendos a los accionistas sobre las utilidades del 2018 por un valor total de 6.5 billones de pesos.

En el semestre, el flujo de caja libre fue positivo en 6.7 billones de pesos, alimentado por una generación de caja operativa de 16.3 billones de pesos y una variación de capital de trabajo donde se destaca el giro que hizo el Fondo de Estabilización de Precios de los



Combustibles, tanto a Ecopetrol como a Reficar, por 1.9 billones de pesos en total, correspondientes al saldo acumulado a primer semestre del 2018.

La caja operativa también cubrió la salida por 3.8 billones de pesos para el pago del impuesto de renta y Capex, por 4.1 billones de pesos.

El flujo de financiación de 8.8 billones de pesos incluyó el pago de dividendos a los accionistas de Ecopetrol S. A., que ya mencioné, y el pago de dividendos a accionistas no controlantes del segmento de transporte por 0.5 billones de pesos.

La caja cerró el semestre con un saldo de 12.7 billones de pesos.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver el plan de inversiones del grupo empresarial.

La ejecución de inversiones del primer semestre se incrementó un 38% frente al mismo periodo del año anterior, llegando a 1.4 billones de dólares.

El 81% se concentró en el segmento de exploración y producción, las inversiones de crecimiento representaron el 73% del ejecutado durante el semestre, 0.5 billones de dólares correspondieron a perforación y completamiento de pozos, que apalancan las metas de producción a corto y mediano plazo, 0.2 billones a inversiones y en las facilidades y 0.1 billones de dólares a estudios que viabilizan opciones de negocio, que apalancan los planes de desarrollo a largo plazo.

La inversión en continuidad estuvo relacionada, principalmente, con los mantenimientos mayores realizados en refinación, producción y transporte.

Este año esperamos iniciar los pagos asociados al acuerdo con Occidental en el Permian, anunciado a principios de este mes.

La participación de Ecopetrol en las inversiones futuras de desarrollo del *joint venture* se estiman en 6.4 billones de dólares, más 750 millones de dólares de *carry*, concentradas principalmente entre el 2022 y el 2027.

A partir del 2024, el proyecto es autosuficiente con su generación de caja.

En 2019 estimamos que los pagos ascenderán a unos 900 millones de dólares, de los cuales 750 corresponden al pago inicial, entre 50 y 60 millones al *carry* con Occidental y entre 65 y 75 millones a la participación de Ecopetrol en las inversiones de desarrollo este año.

Reiteramos nuestro objetivo de ejecución de inversiones orgánicas entre 3.5 y 4 billones de dólares, lo que nos llevaría, junto con la inversión inorgánica, a un total que oscilaría entre 4.4 y 4.9 billones de dólares para 2019.

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

Felipe Bayón: Jaime, muchas gracias.

Creemos que un crecimiento de largo plazo requiere, primero, un compromiso claro con la sostenibilidad, y por eso quiero compartir con ustedes, en el día de hoy, alguna de las muchas iniciativas que estamos trabajando precisamente en esta área, en la sostenibilidad.

En primer lugar, estamos contribuyendo a una mejora sustancial en la calidad del aire de nuestras ciudades, y esto lo estamos logrando mediante la entrega de gas natural y diésel de bajo azufre en el país.

En particular, para la flota de TransMilenio, la nueva flota de TransMilenio, en Bogotá, estamos entregando un diésel de ultrabajo azufre, con menos de 10 partes por millón.

En segundo lugar, hemos logrado, mediante una verificación independiente, una reducción de más de 1 millón de toneladas de CO2 equivalente en nuestros procesos productivos, entre los años 2013 y 2017.

Finalmente, durante el primer semestre de este año, hemos logrado la reutilización de más de 44 millones de metros cúbicos de agua, un 4% más que en el mismo periodo del 2018, reduciendo los vertimientos en corrientes de agua.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para hablar de los avances del plan de negocio.

Para concluir, quiero mencionar algunos de los avances más destacados de nuestro plan de negocios.

Primero, en nuestra expansión internacional logramos dos hitos que apuntan al crecimiento de las reservas y la producción. El primero, que ya mencioné en esta presentación, nuestro ingreso a la subcuenca Midland, en la prolífica cuenca del Permian, en alianza con Occidental, a través de la cual afianzaremos nuestro conocimiento en el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales. Y el segundo, la aprobación por parte del Ministerio de Minas y Energía de Brasil de la participación de Ecopetrol en el 10% del bloque Saturno, ubicado en la región central de la cuenca de Santos, todo esto en el presal brasileiro.

En el segmento de transporte, culminó el proceso de fijación de las nuevas tarifas de transporte para los crudos en los sistemas de oleoductos, todo esto dando una señal importante de estabilidad para los próximos cuatro años.

Seguimos cumpliendo con las metas que anunciamos en nuestro plan de negocios y seguimos enfocados en mejorar las eficiencias estructurales de nuestras operaciones para lograr así un crecimiento rentable y sostenible.

Por último, destaco que los sólidos resultados financieros que estamos anunciando al mercado se respaldan en una gestión realizada, en medio de un ambiente de mercado con alta incertidumbre y con múltiples retos, muchísimo retos, que nos impone el entorno en el cual operamos.

Muchas gracias y con esto abro la sesión de preguntas y respuestas.

Ricardo Sandoval: Buenos días para todos. Muchas gracias por la presentación.

Yo tengo varias preguntas. Quisiera saber si, de pronto, puedo ir pasando una a una. Son algo cortas, igual.

La primera de ellas es: en el tema de importaciones de productos, si bien yo entiendo que aparte, digamos, de las presiones en márgenes que se dieron este trimestre fueron de

manera, digamos, se dieron de manera coyuntural por los mantenimientos en Reficar, se habla en el reporte de una situación en la frontera con Venezuela que está ejerciendo una mayor demanda en ese punto dado, digamos, la insuficiencia de Venezuela de suplir la gasolina en la frontera. Y quisiera saber si después de que se logren ya estos, digamos, la normalización del negocio de refinación, existirá todavía, de pronto, algún tipo de presiones en las importaciones por esta situación de la frontera con Venezuela. De pronto si nos pueden dar un detalle sobre esto. Gracias.

Felipe Bayón: Quiubo, Ricardo. Felipe. Buenos días.

Voy a arrancar, y le pido después a Pedro Manrique, nuestro vicepresidente de Comercialización y Mercadeo, que nos amplíe la información.

Hay varias cosas. Efectivamente, tuvimos mantenimientos grandes en nuestras refinerías. Como ustedes lo ven, pues hubo en Cartagena la unidad de hidrocraqueo y en Barranca, la hidrotratadora de diésel.

Yo creo que, particularmente, el mantenimiento de la HDT, o la hidrotratadora de diésel, es la que llevó a que tuviéramos que hacer una importación adicional, en particular, pues, de algunos puntos, pero diésel en este caso puntual.

Concepto: el primer mantenimiento desde el 2010, una unidad grande. Y pues yo creo que la noticia o el mensaje, primero, es que se hicieron los mantenimientos sin sobresaltos, se hicieron los mantenimientos bien, se cumplió desde el punto de vista técnico y operativo, pero puntualmente eso llevó a que tuviéramos que hacer unas importaciones particulares en el caso de diésel.

La situación de la frontera con Venezuela, pues, es una situación que lleva ya muchos meses. Ha habido un cierre de la frontera, y yo creo que nosotros, desde Ecopetrol, pues hemos podido mantener el suministro al mercado, y eso ha requerido, históricamente, algunos incrementos puntuales en algunos momentos de importación de productos, y diésel es uno de ellos.

Pero yo creo que importante también pensar que todo esto lo estamos haciendo, pues, otra vez, con una sólida operación. Los mantenimientos se hicieron muy bien en un contexto de unos márgenes que han presentado alguna volatilidad, no particularmente el diésel a nivel global, pero los otros productos sí.

Pero le voy a pedir a Pedro que nos cuente un poco más sobre el tema puntual de las importaciones. Pedro.

Pedro Manrique: Gracias Ricardo por la pregunta. Efectivamente, dentro de nuestro plan de negocios estaba el mantenimiento en el primer semestre de la hidrotratadora de Barrancabermeja y, por lo tanto, necesitábamos hacer importaciones de diésel, y eso fue exactamente lo que sucedió.

Hicimos importaciones de diésel, y adicionalmente a estas importaciones que estaban prevista dentro de nuestro plan de negocios, algo que se está volviendo recurrente es la evaluación económica de qué es mejor para la refinería de Cartagena, si internar o exportar, y hemos encontrado algunas oportunidades en el mercado en que nos permiten exportar

diésel de la refinería de Cartagena y, por lo tanto, eso nos aumenta los volúmenes de importaciones para la demanda doméstica.

Con respecto a la gasolina, nosotros somos importadores netos de gasolina y estamos importando más o menos entre 25,000 y 30,000 barriles diarios en promedio, y esto incluye la mayor demanda que nos ha surgido a raíz de la situación de la frontera, la cual nosotros pensamos que mientras las sanciones en Venezuela persistan, seguiremos teniendo esos volúmenes adicionales para las fronteras, pero estamos preparados, tenemos toda la logística, y para nosotros, pues, no es ningún inconveniente, al contrario, nos aumenta los negocios en esa área de la compañía.

Gracias.

Operadora: En este momento tenemos a Camilo Roldán, de Corredores Davivienda.

Camilo, su línea está abierta.

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

Nicolás Erazo: Sí, muy buenos días para todos.

Quisiera saber un poco más de detalle acerca de las tarifas del negocio de transporte. Mi pregunta es si estas tarifas dependen de las inversiones realizadas a lo largo del periodo de los cuatro años partiendo de una base regulatoria de activos o si dependen más de factores exógenos, como los precios de mercado y la demanda de combustibles a nivel nacional. De no ser así, ¿de qué dependen estos ajustes tarifarios? Muchas gracias.

Milena López: Hola, Camilo. En el *midstream* manejamos dos tarifas. Por un lado, tenemos la tarifa que le aplica a todos los poliductos, donde se transporta gasolina, diésel, nafta, *jet fuel*, que son tarifas reguladas, emitidas por la CREG, y por el otro lado, tenemos las tarifas que le aplican a los oleoductos donde transportamos crudos. Estas son las que acaban de terminar un proceso de revisión tarifaria.

Entonces, estas tarifas las aplica el Ministerio de Minas y Energía. Hay una metodología tarifaria publicada por resolución que tiene las fórmulas con los componentes que utiliza el Ministerio de Minas y Energía para calcular la tarifa. Estas tarifas están calculadas con base en proyecciones de los costos, las inversiones necesarias para operar los oleoductos y las curvas volumétricas que se espera transportar por estos oleoductos.

Para el período tarifario que comienza en julio de este año y aplica hasta junio del 2023, el Ministerio de Minas y Energía acaba de fijar las tarifas. Hubo un periodo de negociación previa entre los agentes, entiéndase los remitentes y los transportadores, que permitía llegar a acuerdos entre las partes para la fijación de tarifas. Entonces, en 25 de los tramos que tenemos en el *midstream* que hacen parte de Cenit, se llegaron a acuerdos en los remitentes, todos basados en proyecciones similares a las fórmulas que acabo de describir, y en el resto de los trayectos del *midstream*, que básicamente son todas las otras compañías, ODL, ODC, Bicentenario y Ocesa, el Ministerio fijó la tarifa por resolución utilizando la fórmula de la metodología tarifaria vigente que se calcula con base a lo que te describí anteriormente.

Cuando miramos el resultado de esta revisión tarifaria, en general tenemos algunas compañías en las cuales las tarifas bajan, otras compañías en las cuales las tarifas suben y en el caso particular de ODC, donde se mantienen. Entonces, es un mix que cuando uno lo mira ya promediado por todos los segmentos y los volúmenes que se mueven en cada uno de los segmentos, en realidad estás viendo un incremento a los ingresos del *midstream* marginal. Entonces, vemos un *forecast* en los próximos cuatro años en los cuales estaríamos manteniendo el ingreso del *midstream*.

Nicolás Erazo: Perfecto, muchas gracias. Y una última pregunta. Por estos meses, Petrobras se encuentra realizando un plan de desinversiones principalmente en el segmento de *downstream*. ¿Creen que hay alguna oportunidad de valor que puedan aprovechar en esas desinversiones por parte de Petrobras, sabiendo que de pronto ya están por los lados de exploración y producción en Brasil?

Felipe Bayón: Nicolás, gracias, pues yo creo que es importante, y lo hemos venido diciendo todos los trimestres, vamos a ser muy disciplinados. Nosotros tenemos una estrategia muy clara, tenemos oportunidades que estamos visualizando y que estamos analizando constantemente y que tienen que estar alineadas con estrategia. Y pues estas en particular que usted está mencionando no entran dentro de esa alineación estratégica, y pues no las estamos considerando en ese sentido.

Nicolás Erazo: Perfecto, muchas gracias.

Operadora: Tenemos a Camilo Roldán de Corredores Davivienda.

Camilo Roldán: Buenos días, Felipe y equipo Ecopetrol, muchas gracias por responder estas preguntas y por los resultados. Pues tenía una preguntita, era para saber si en el segundo semestre ustedes tienen planeado continuar con ciertos mantenimientos en los refinados, ya sea de Barrancabermeja o de Cartagena, ya que los costos variables han sido algo que ha impactado este año los estados financieros de Ecopetrol. Entonces, si esperamos que sigan las importaciones afectando estos márgenes.

Felipe Bayón: Camilo, gracias. Pues, una cosa, lo mostrábamos en estos resultados, hubo dos mantenimientos grandes, sustanciales, digamos, de unidades que son consideradas parte del corazón de cada una de las refinerías, en particular hidrocraqueo en Cartagena y la HDT o la hidrotratadora en Barranca.

Siempre hay mantenimientos menores, cosas puntuales, cosas que tenemos que estar haciendo para mantener los equipos desde el punto de vista de integridad, desde el punto de vista de confiabilidad, pero no tenemos planeados mantenimientos grandes en las refinerías, en ninguna de las dos refinerías en los próximos seis meses.

Camilo Roldan: Okay, listo, perfecto, Felipe. Muchísimas gracias.

Felipe Bayón: Gracias.

Operadora: Tenemos a Andrés Cardona de Citigroup.

Andrés Cardona: Hola, muy buenos días a todos. Yo tengo tres preguntas. La primera es: Viendo el desempeño del campo Akacías, ¿hasta dónde puede subir la producción de este campo sin hacer más inversiones en facilidades y si en este momento se está considerando

hacer alguna expansión de las mismas? La segunda tiene que ver con si tienen expectativas de realizar mantenimientos en el segmento de *upstream* que puedan afectar la producción en la segunda mitad del año y si pudieran poner esa cifra en contexto de una producción anual, semestral o trimestral, como sea más conveniente para ustedes. Y la última, si reiteran la guía de 12 pozos exploratorios, dado que a la fecha van diez, y de 700 pozos de desarrollo para el 2019. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Andrés, quiubo. Felipe. Pues varias cosas, Akacías, y yo creo que es importante el contexto, no me voy a demorar mucho, pero pensemos que Akacías fue un campo que estuvo cerrado durante la crisis, y de hecho rearrancamos el campo, hicimos mucho trabajo para volver el campo económico, para volver un campo que generara valor, lo cual hemos hecho, yo creo que de manera bastante exitosa y reconocimiento a la gente de la operación.

Akacías arrancó produciendo 3,000 barriles y ya pasó de producir 20,000 barriles. Y en este momento seguimos en el plan para continuar la senda de crecimiento en Akacías de manera sostenida. Y uno podría pensar: 5,000, 10,000 barriles más es una meta, digamos, alcanzable con el esquema de producción y las facilidades que tenemos hoy en día, pero importante también pensar que hacia adelante Akacías tiene un potencial muy grande, y esto dependerá de lo que hagamos en términos de sinergias con el campo de Chichimene, en términos de producción, manejo de agua y BSW y un montón de otras cosas. Entonces, pues partiría la respuesta como en dos, estamos viendo unos 5,000, 10,000 barriles más, tenemos unas campañas de perforación andando, pero hacia adelante tiene un potencial mucho más grande.

En términos de la segunda pregunta, mantenimientos en la segunda parte del año en *upstream* que afecten producción, pues siempre tenemos mantenimientos en los campos, hay cosas que tenemos que hacer, eso es a través del año. Vamos a tener algunas intervenciones, posiblemente en el campo Castilla, pero son cosas planeadas, rutinarias que no deben cambiar el *guidance* que le hemos dado al mercado. O sea, yo creo que es importante, otra vez, mirar esto en el contexto más amplio, 720,000, 730,000 barriles es el rango de producción, de hecho llevamos 726,000 en la primera mitad del año, en estos seis meses, en la parte más alta del rango, y seguimos manteniendo ese *guidance*.

En términos de los pozos exploratorios, yo creo que es importante dar un poquito de contexto adicional. Llevamos diez pozos. Si ustedes miran, tres de diez exitosos, primer trimestre, uno en cuatro, en segundo trimestre, dos de seis, que equivale a uno en tres, en término de ratio de éxito o el factor de éxito. Hoy llevamos diez pozos, y en este momento tenemos en operación tres pozos más. Entonces, nosotros hemos dicho que si bien el plan eran 12 pozos, nosotros queremos terminar con un número superior a esos 12 pozos, y de hecho, ya estamos en este momento con lo que sería el equivalente de 13 pozos. Entonces, esto lo vamos a ir comunicando en la medida en que vayamos avanzando.

Desde el punto de vista de pozos de desarrollo, yo creo que nosotros, si bien hemos dicho que vamos a estar alrededor de 700, posiblemente estemos un poco por debajo de este número. Hay temas que estamos mirando desde el punto de vista del conexionado, algunas de las obras, desde el punto de vista civil, temas de permisos y demás, en torno, o sea, lo que llamamos el entorno y, digamos, en las áreas operativas, todos los temas como tal particulares de estas áreas puntuales donde estamos perforando, pero yo creo que es importante volver a mencionar que el *guidance* de producción de 720,000 a 730,000 no cambia y tampoco estamos viendo un impacto en el *exit rate* al final del año por tener unos

pozos menos, pero en la medida que vayamos avanzando más en el año, pues estaremos dándoles actualizaciones sobre este tema. Gracias, Andrés.

Andrés Cardona: Muchas gracias, Felipe.

Operadora: Tenemos a Miguel Ospina de Compass.

Miguel Ospina: Hola, muy buenos días. Muchas gracias por la presentación. Tengo una pregunta relacionada con el *lifting cost*. Quisiera entender un poco más, con la creciente implementación de recuperación secundaria, qué deberíamos esperar que pase con estos costos. Yo tenía entendido que, según lo que ustedes me comentaban, que el costo no se debería mover mucho, pero en este *quarter* sí parece que se movió. Entonces, quería saber como sus expectativas, si efectivamente es que tuvieron mayores costos o lo que ustedes esperaban o a nivel general qué deberíamos esperar hacia adelante. Muchas gracias.

Alberto Consuegra: Buenos días, Miguel. Alberto Consuegra. Primero, al reconocer que sí hay un incremento en el *lifting cost*, comparado contra el año 2018, pero realmente lo estamos viendo más en las actividades de mantenimiento tanto de subsuelo como de superficie. Esto quiere decir que tuvimos un mayor número de intervenciones a lo largo del año, mayor cambio de bombas en los campos de crudo pesado, ahí está el grueso del incremento. También estamos monitoreando el programa de recobro mejorado, entendiendo que hay dos variables que son importantes de hacerle seguimiento. La primera tiene que ver con el hecho de que estamos inyectando un mayor volumen de agua, y la segunda, con el precio de la energía en bolsa. Entonces, se trata más de una labor de monitoreo y que seguramente con el programa de eficiencia que estamos implementando, podremos revertir la tendencia creciente de estos costos.

Miguel Ospina: Gracias.

Operadora: Tenemos a Daniel Guardiola de BTG.

Daniel Guardiola: Buenos días. Yo tengo una pregunta, de hecho, de seguimiento a lo que decía Miguel, sobre los costos, y teniendo en cuenta la volatilidad de los precios del petróleo, me gustaría saber si nos podrían compartir algunas iniciativas que tengan para reducir a futuro los *breakeven* de Ecopetrol. Esa es mi primera pregunta. Y mi segunda pregunta es relacionada con el JV que anunciaron hace poco con Oxy en Permian, y me gustaría saber si podrían compartir con nosotros cuánto es el nivel máximo de EBITDA esperado al año que esperan obtener de este JV, una vez la producción llegue al plató esperado de 95,000 barriles netos para Ecopetrol. Muchas gracias.

Felipe Bayón: Daniel, quiubo. Felipe. Voy a arrancar con la respuesta y después le voy a pedir a Alberto que nos complemente desde el punto de vista de esas iniciativas de costos. Contexto general, al final del año pasado llevamos 10.2 billones de pesos de ahorros, este año, en seis meses, llevamos casi 1 billón adicional. O sea, el programa de transformación, el programa de ahorros sigue con todo el enfoque y con toda la fuerza desde el punto de vista de lograr, no solo desde el punto de vista del *lifting cost*, sino desde el punto de vista de inversiones ser más eficientes, y ahorita le pido a Alberto que nos detalle un poco más en algunos temas centrales que estamos mirando. Él ya hablaba de algunas cosas, todo el tema de mantenimiento de superficies, todo el tema de bombas, todo el tema de manejo de aguas y temas de energía, pero bueno, él nos dará un poco más de detalle.



Desde el punto de vista de la alianza estratégica o el JV con Occidental, que anunciamos hace un par de semanas, nosotros precisamente decíamos: al 2027, 95,000 barriles, parte de Ecopetrol, o sea, lo que sería propiedad de Ecopetrol, y también dijimos en ese momento que del 19 al 22 esperábamos más o menos unos 200 millones de dólares de EBITDA adicional por año, y del 22 al 27, entre 1 y 1.2 billones de dólares de EBITDA adicional. O sea, claramente, si uno lo compara con las cifras de hoy, uno puede estar hablando del 10%, el 11% o el 12% de EBITDA adicional. O sea, realmente *value accretive* es una operación que nosotros esperamos nos genere muchísimo valor adicional de producción y reservas y sobre todo el tema de profundizar el conocimiento en no convencionales.

Entonces, le voy a pedir a Alberto que nos cuente un poco más sobre algunas de esas iniciativas.

Alberto Consuegra: Sí, Daniel. Antes de hablar del levantamiento, costos de levantamiento, es importante también destacar los costos de evacuación. Ahí, particularmente, estamos trabajando en cómo reducir el factor de dilución. Hoy, en alrededor del 15%, y la meta siempre es reducir por debajo de ese nivel. Nuestra iniciativa más grande tiene que ver con codilución que implicaría reducir los volúmenes que hoy estamos manejando de nafta, esa es la primera gran iniciativa que tenemos en materia de costos.

La segunda tiene que ver con costos de levantamiento y específicamente qué hacemos con lo que son mantenimientos de subsuelo. El énfasis ahí va a ser el reducir el índice de falla de las bombas, donde notamos un leve incremento y que con ciertas intervenciones seguramente podemos estar en una mejor situación al finalizar el año y seguramente con más claridad en el año 2020.

Y por último, tiene que ver el tratamiento de fluidos, el tratamiento del agua. Y ahí se trata de renegociación de los contratos de operación y mantenimiento asociados con esa labor.

Daniel Guardiola: Muchas gracias. ¿Ustedes tendrán de casualidad una meta de mediano plazo de *breakeven*?

Jaime Caballero: Daniel, hola, es Jaime Caballero.

Daniel Guardiola: Hola.

Jaime Caballero: Daniel, yo creo que el contexto y un poco como tú planteas la pregunta de en qué medida la dirección de costos afecta el *breakeven*. El *guidance* que dimos para el plan era mantener los *lifting cost* por debajo de 10 dólares por barril, eso se mantiene, de hecho, estamos en una tercera parte dentro del plan y vamos 1 dólar por debajo cuando lo vemos de manera agregada, así que sentimos que el plan sigue vigente y que ese *guidance* no va a cambiar.

En esa línea, la perspectiva de *breakeven* que tenemos, que era alrededor de entre 35 y 37 dólares por barril, eso que teníamos para el plan, vemos que estamos por debajo en este momento y vemos que las presiones que estábamos anticipando para este año todavía no se han materializado como teníamos en el plan. Entonces, un poco lo que quiero decir es: sí hay una tendencia a aumento en costos, pero estaba planeada, y lo que hemos visto en la realidad está por debajo de lo que teníamos en el plan.

El otro componente importante a la hora de tener la conversación de qué *breakeven*, esperar, yo diría que el componente fundamental, de hecho, de esa conversación, es lo que suceda con Marpol, y pues voy a aprovechar para hablar de eso un momento, porque a la hora de mirar las sensibilidades, es mucho más importante el efecto que puede tener Marpol que lo que tiene la tendencia de costos de levantamiento o costos integrales, o sea, incluyendo costo de transporte y costo de dilución y demás.

En el caso de Marpol, ¿qué estamos viendo? Lo que estamos viendo en Marpol es que se esperaba una entrada más fuerte a Marpol desde inicios del 19, eso no ha sucedido todavía, pero hay un consenso importante alrededor de que en el segundo semestre eso se va a comenzar a materializar en la medida en que nos acerquemos a la entrada efectiva el 1 de enero de 2020. Entonces, nuestro *view*, un poco, es que Marpol va a seguir siendo una consideración, que va a aumentar, o sea, va a mejorar los diferenciales en el segmento de refinación y va a tener un impacto en el mercadeo de nuestros crudos.

Ahora, ¿qué estamos viendo? Lo que estamos viendo es que ese impacto que vamos a tener en los crudos pesados parece ser más moderado de lo que estábamos anticipando cuando creamos el plan hace un año, y en esa medida, eso nos beneficia alrededor de los *breakeven* esperados.

Así que todo esto para decir un poco que cuando conciliamos la tendencia de costo versus la tendencia de entorno asociada a Marpol, creemos que podemos sostener los *breakeven* que tenemos en este momento.

Daniel Guardiola: Muchas gracias, Jaime y Felipe, por la respuesta tan amplia.

Operadora: En este momento tenemos a Lilyanna Yang *from* HSBC.

Lilyanna Yang: Hola, muchas gracias por la oportunidad. Tengo tres preguntas, disculpas si ya abordaron estas, pero la primera es: ¿Cuánto planean invertir en los no convencionales en los Estados Unidos con la JV? Dos, si puedes hablar un poquito de los costos del levantamiento esperado, de costos de desarrollo para las reservas de no convencionales de la JV. Una tercera pregunta sobre *midstream*: ¿A cuánto suben las tarifas promedio para los activos de *midstream*? Quiero pensar que se va a tener 10% de aumento de reservas de *revenues*, ahora, con esta revisión tarifaria, ¿entonces va a tener algo como 5% de incremento de *revenues*? Gracias.

Felipe Bayón: Hola, Lily. Felipe. Le voy a pedir a Milena que arranque con la pregunta de tarifas y después entramos a hablar del tema de no convencionales. Milena.

Milena López: Hola, Lily, gracias por tu pregunta. Entonces, cuando miramos la tarifas en *midstream*, y ya como entrando un poco más en detalle, porque creo que aún quedan preguntas, tenemos lo siguiente: En Cenit hay 25 trayectos, los cuales todos se negociaron. Tienes una tarifa promedio que incrementa casi el 10%, sin embargo, eso no implica un incremento de los ingresos del 10% porque cada tramo tiene volúmenes distintos. Cuando miramos Oensa, hay cuatro segmentos, tienes también en promedio un incremento de alrededor del 10%. ODC tiene una tarifa que se mantiene *flat*, el oleoducto de los Llanos tiene una tarifa que cae alrededor de 8%, sumando los tres tramos, y en Bicentenario hay una tarifa que cae, sin embargo, la tarifa que se utiliza para ingresos en Bicentenario es la tarifa de los *ship or pay* vigentes que se mantiene. Cuando uno mira todo esto como un todo, al *across*, el *midstream* completo, básicamente tienes un incremento marginal de los

ingresos que puede estar entre el 2% y el 4%, dependiendo de dónde estén los volúmenes. Entonces, eso es más o menos el orden de magnitud del ponderado del cambio en ingresos del *midstream*.

Lilyanna Yang: Okay, gracias.

Felipe Bayón: Lily, hablando del JV o de la alianza estratégica con Oxy para no convencionales en el Permian, varias cosas. Entonces, nosotros, cuando hicimos el anuncio hace un par de semanas, dijimos: Inicialmente es una transacción de 1.5 billones de dólares, 750 millones a *closing*, que debe ser en el último trimestre, y 750 millones que permiten hacer el *funding* del *carry* de Occidental hasta un 75% de su participación. Estos dineros van a ir, de alguna manera, siendo invertidos durante los primeros cuatro años, entonces, yo creo que ahí hay un efecto bien importante de no tener que hacer el desembolso de una sola vez, sino durante el tiempo que desarrollemos el proyecto.

En términos generales, y este era el *guidance* que dábamos hace un par de semanas, y no solo me voy a referir al *development cost*, sino voy a hablar de los otros costos que también mencionamos, que creo que es importante en el contexto. Dijimos, si uno mira el LOE, el *lifting* y *tax*, debe ser entre 8 y 9 dólares, más o menos, el *D cost*, el costo de desarrollo, 13, 14 dólares, más o menos, G&A de 2 a 3 dólares, y uno, pues, si mira eso, en total serían unos 23, 25 dólares desde el punto de vista del *overall cost*, si uno tiene *lifting* y *D cost* y G&A.

Desde el punto de vista de la inversión de largo plazo. Entonces, nosotros esperamos que el negocio sea *self funding* muy rápidamente, que sus propios flujos de caja nos permitan, más o menos alrededor del 2024, ya tener generación propia de recursos, que creo que esto es bien importante, pero si uno mira esto en el largo plazo, es una inversión que va hasta alrededor de los 6,000 millones de dólares *long term*, y así es como la estamos visualizando. Creo que eso permite tener un poco más del marco completo. Gracias, Lily.

Lilyanna Yang: Perfecto, gracias.

Operadora: Tenemos a Andrés Duarte de Corficolombiana.

Andrés Duarte: Buenos días, muchas gracias por la presentación. Y de nuevo, felicitaciones por la alianza estratégica. Son tres preguntas muy cortas. La una es en relación a la evolución que presenta el Capex de producción con la producción. Pareciera que cuesta cada vez más trabajo mantener la producción que se tiene o los niveles de producción que se tienen. Quería saber si ustedes opinaban lo mismo o si tienen otra opinión u otra expectativa respecto a qué esperar de esa relación a futuro.

La segunda pregunta es si tienen un estimado del diferencial de precios de venta que podría llegar a tener la producción de no convencional en Estados Unidos con respecto a una referencia que supongo que es el WTI.

Y la última es una confusión, seguro mía, que sale de la presentación de esta alianza estratégica hace un par de semanas, es si los *breakeven* que está mostrando la tabla que mostraron aquella vez son independientes de la referencia, e insisto, esto sale por una pregunta que les hicieron en la presentación, que entiendo que en algún momento dijeron: “Lo que pasa es que la referencia no es el Brent, sino el WTI”. Para mí, esos *breakeven*



deben ser independientes de la referencia, quería que me confirmaran eso. Muchas gracias por recibir mi pregunta.

Felipe Bayón: Bueno, Andrés, voy a arrancar con la primera, ahora le pido a Jaime que nos ayude con la 2 y la 3 para entrar en más detalle. Si uno mira en el 2019, los primeros seis meses, producción incremental, cerca de 30,000 barriles, todo esto en orden de magnitud, 25% más que en el 2018, y esa producción incremental está asociada a una inversión alrededor de 1,000, 1,050 millones de dólares, que también es un 29% más que en el primer semestre del 2018. O sea, en ese sentido, uno dice: Estamos en línea desde el punto de vista de producción, inversión, o sea, la relación producción-Capex, creemos que está *in line*, diríamos, o sea, está bastante en línea. Jaime.

Jaime Caballero: Sí, Andrés. Bueno, entonces, a tus preguntas sobre supuestos para el *joint venture*. En la presentación de hace un par de semanas, hablamos de unos *breakeven half-cycle* de 40 dólares WTI y *full-cycle* estábamos hablando de... ¿Esto qué quiere decir con el *half-cycle*? Para aclarar. Es considerando todas las inversiones por *forward*. Entonces, esa es un poco la consideración que vemos.

Lo que nosotros estamos viendo ya cuando entramos a mirar el detalle de la transacción es que vemos que para la cuenta Permian tú tienes en promedio unos *breakeven* de 35 dólares por barril. Si tú haces la referencia, lo que explicó Felipe hace un rato, respondiéndole a Lily, que habló de alrededor de 25 de dólares por barril de una estructura de costos, la manera de pensar alrededor de este es que tienes un delta de 10 dólares que recoge costos de comercialización, diferenciales posibles que tengas que reconocer en WTI e inversiones adicionales de infraestructura que tengamos que hacer a mediano y largo plazo para materializar la cola de la producción. Entonces, nos estamos dando ese espacio de 10 dólares por barril, cuando consideramos ese cálculo de *breakeven*.

Entonces, el mensaje, en resumen, el mensaje alrededor del *joint venture* de Permian es que estamos viendo que ese negocio en su ejecución *full-cycle* debe estar rondando 35 dólares por barril de *breakeven* en línea con lo que está mostrando la cuenta en este momento.

Respecto a tu pregunta de diferencial de precios de venta en no convencionales, ahí un poco el contexto es: Venimos claramente de un ambiente de muchísima volatilidad durante el último año y medio. Esos diferenciales de WTI han estado distorsionados realmente por la falta de capacidad de evacuación que había en la región. Con la entrada de los proyectos este año, hay dos o tres proyectos importantes que están entrando este año, y el próximo, que van a liberar capacidad de evacuación. Nuestro *view* es que los diferenciales de WTI se van a acortar significativamente en el tiempo y esa la visión que tenemos a largo plazo.

La otra consideración que tenemos, y que lo comentábamos un poco en la llamada hace una semana, es que uno de los atributos de esta alianza con Oxy es que ellos ya tienen capacidad de evacuación fija contratada y controlada por ellos. En consecuencia, los niveles de evacuación necesarios durante el *ramp up* de producción, en los próximos cinco años, ya están cubiertos por su infraestructura.