



LLAMADA DE RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS GRUPO ECO PETROL 1T 2020

Operadora: Operadora: Buenos días. Mi nombre es Silvia, y seré la operadora de la conferencia de hoy. Me gustaría darles la bienvenida a Ecopetrol Conferencia Resultados, primer trimestre 2020.

Todas las líneas han sido configuradas en mudo para evitar ruido de fondo. Después de los comentarios del speaker, habrá una sesión de preguntas, escritas a través del webcast y respuestas por parte del equipo directivo de Ecopetrol. Las preguntas las podrán ingresar desde este momento, incluyendo su nombre y nombre de la compañía.

Gracias por su atención. Juan Pablo Crane comenzará la conferencia de hoy.

Señor Crane, puede comenzar.

Juan Pablo Crane: Buenos días. Damos la bienvenida a todos los participantes en la llamada de conferencia en la cual presentaremos los resultados operacionales y financieros del Grupo Ecopetrol para el primer trimestre del año 2020.

Antes de comenzar, es importante que los destinatarios de la presentación de resultados lean detenidamente el descargo de responsabilidades de Ecopetrol S. A., contenido en la diapositiva número 2.

La llamada de conferencia será liderada por el señor Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol. Adicionalmente, participan: Alberto Consuegra, Vicepresidente Ejecutivo, y Jaime Caballero, Vicepresidente Corporativo de Finanzas.

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

Felipe Bayón: Juan Pablo, muchas gracias.

Quiero darle la bienvenida a todos los que nos acompañan en esta conferencia de resultados para el primer trimestre del año 2020.

Espero que tanto ustedes como sus familias se encuentren bien en medio de esta situación compleja y sin precedentes en la que hoy se encuentra el país y el resto del mundo, y que ha tenido implicaciones desde el punto de vista de salud, económicas y también sociales.

Antes de presentar los resultados operativos y financieros del trimestre, quiero empezar por hablar de las medidas que Ecopetrol ha tomado en respuesta a la pandemia del COVID-19, ya que para nosotros la máxima prioridad es cuidar a nuestra gente, es el recurso más importante que tenemos, y proteger la vida mediante operaciones seguras.

A continuación, quiero destacar algunas de las acciones que se han tomado:



En primer lugar, implementamos de forma oportuna el trabajo remoto, incluso antes que las autoridades dictaran las medidas de aislamiento obligatorio. Actualmente, de un total de 13,000 empleados del Grupo Ecopetrol, somos más de 9,000 personas trabajando de manera remota. Esto ha sido posible gracias a los esfuerzos que hemos realizado en transformación digital en los últimos años que hoy nos brindan elementos de innovación y tecnología necesarios para responder ante la crisis.

Entre el 15 y el 20 % de nuestros colaboradores continúa trabajando bajo estrictos protocolos de seguridad en nuestros campos de producción, las refinerías, las redes de oleoductos y poliductos, en los puertos y terminales. Quiero hacerles un reconocimiento a ellos en este momento. Gracias a su esfuerzo, hemos garantizado la continuidad de nuestro negocio, y el suministro de los crudos, el gas y los productos que el país requiere.

Desarrollamos el concepto de mínimo vital operativo con el que sabemos con precisión el número de personas que se requiere en cada área operativa para garantizar la producción y el suministro de combustibles al país. Como grupo, ha sido el momento de unirnos y sumar esfuerzos para enfrentar esta emergencia sanitaria.

A la fecha, hemos consolidado aportes en inversión social por cerca de 69,000 millones de pesos destinados al fortalecimiento del sistema de salud del país y a la ayuda humanitaria en las distintas regiones donde operamos.

Esenttia, parte del Grupo Ecopetrol y única productora de polipropileno en el país, ha priorizado el abastecimiento al mercado nacional para cubrir la materia prima para la elaboración de productos esenciales de los sectores de salud y alimentos. Por otra parte, Bioenergy ya entregó 7,000 litros de alcohol antiséptico en el departamento del Meta, y está trabajando con compradores locales para entregar volúmenes adicionales.

Toda esta inversión social cuenta con un proceso riguroso y parámetros definidos para la asignación de dichos recursos, así como con controles que guían el proceso de verificación y entrega.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina.

Las nuevas condiciones de entorno han afectado significativamente el desempeño y los resultados de la industria. La duración de estas condiciones es incierta en este momento. En comparación con crisis anteriores, el Grupo Ecopetrol se encuentra en una posición operacional y financiera más sólida, con un portafolio de inversiones rentable y un nivel de apalancamiento que le brinda flexibilidad y los elementos para sobrellevar este retador escenario.

Durante el primer trimestre de este año, observamos una caída de más del 65% en el precio del crudo Brent frente al cierre del año 2019. El precio promedio para el trimestre de referencia Brent se ubicó en 51 dólares por barril, y tocó su nivel mínimo de 22 dólares por barril al cierre de dicho trimestre.

Las medidas tomadas por diferentes países para frenar la expansión del COVID-19 han generado una contracción de la demanda global de crudo de más del 6% en el trimestre y del 22% en la demanda nacional de nuestros productos versus el cierre del año inmediatamente anterior.



Al cierre del trimestre, el diferencial de la canasta de venta de crudo versus Brent registró -10.5 dólares por barril contra -7.6 dólares por barril alcanzados en el mismo periodo del año 2019.

Por otro lado, pese al debilitamiento observado en los márgenes de refinados, el diferencial de nuestra canasta se fortaleció un 39% frente al primer trimestre del 2019. Hacia adelante, el nivel de precios dependerá de la evolución de la pandemia y sus efectos en la demanda, así como también de los impactos de los recortes anunciados por la OPEP.

En Ecopetrol consideramos pertinente utilizar un escenario de precios Brent entre 30 y 40 dólares por barril para el futuro cercano.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina.

Para afrontar la caída de la demanda de crudos y refinados, hemos optimizado nuestras cadenas logísticas en el grupo empresarial, hemos balanceado los niveles de exportación, cargas óptimas de refinerías y almacenamiento de crudos y productos.

El posicionamiento comercial ha sido fundamental para colocar nuestros crudos y productos en el mercado, y nos ha permitido anticipar la venta de crudos de exportación, el segundo trimestre del año 2020.

El almacenamiento ha sido otra de las palancas para respaldar nuestra actividad ante esta caída en los niveles de demanda. Actualmente, el Grupo Ecopetrol tiene una capacidad de almacenamiento estratégico adicional al requerido para operar rutinariamente de unos 2.1 millones de barriles, y seguimos evaluando alternativas de almacenamiento flotante y en tierra firme, Onshore, en caso de que sean requeridos.

En cuanto al manejo de la demanda nacional de productos, seguimos trabajando en la gestión de cargas óptimas de las refinerías en Barrancabermeja y en Cartagena, y también en el almacenamiento para asegurar los niveles mínimos de crudo requeridos para operarlas y garantizar el abastecimiento al país.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina.

A mediados del mes de marzo anunciamos un plan de ajuste que incluye, entre otras cosas, intervenciones en cuatro frentes: El primero, un aumento en los ingresos, el segundo, la reducción de costos y gastos, el tercero, una revisión del Plan de Inversiones haciendo reducciones importantes, y el cuarto, asegurar financiamiento y caja para el grupo.

En esta primera etapa, nos hemos trazado una meta que contemplaba la reducción de 2 billones de pesos en costos y gastos, así como el recorte de 1,200 millones de dólares en el Plan de Inversiones 2020. También acordamos con nuestro accionista mayoritario que el pago del 86% de su dividendo correspondiente al año 2019 se haría durante el segundo semestre, permitiéndonos mantener esa prioridad de proteger la caja del grupo.

Quiero destacar que a la fecha hemos superado estas metas. Hemos logrado identificar optimizaciones en costos y gastos por encima de los 2 billones, y ya alrededor de 3.5 billones de



pesos, y en Capex, asumiendo un nivel de precios entre 30 y 40 dólares por barril Brent, hemos ajustado nuestro nivel de inversiones a un rango entre 2,500 y 3,000 millones de dólares.

Asimismo, con el fin de mantener la posición de liquidez de la compañía, en el área de financiamiento, hemos logrado obtener 3,100 millones de dólares equivalentes.

Con el fin de preservar el cumplimiento en nuestra visión de largo plazo, hemos mantenido nuestras inversiones en proyectos estratégicos que tienen aporte material en producción y reservas.

Por favor, vamos a la siguiente lámina.

El día 31 de julio del año 2019, anunciamos el cierre de una alianza estratégica con Occidental para ejecutar un plan conjunto para el desarrollo de yacimientos no convencionales en un área de aproximadamente 97,000 acres en la cuenca Permian en el estado de Texas en los Estados Unidos. A la fecha, ya tenemos cuatro pozos en producción, y hemos finalizado el fracturamiento y completamiento de 18 pozos adicionales, que empezaron su perforación en diciembre del año 2019 y entrarán próximamente en producción.

También hemos definido el Plan de Transferencia de Conocimiento, que nos permitirá fortalecer nuestro conocimiento en yacimientos no convencionales a nivel del Grupo Ecopetrol. En esta misma línea, con nuestro socio y dentro del marco de la alianza o *joint venture*, establecimos un comité técnico y financiero con el objetivo de monitorear el desarrollo de la operación, revisar y recomendar estrategias de mejora continua a la misma.

La flexibilidad operativa que brinda el acuerdo nos permite minimizar el desarrollo de actividades en un escenario de precios bajos como el actual, protegiendo y preservando el capital. En su gran mayoría, el área que hace parte del acuerdo ya está asegurada al largo plazo mediante producción existente por parte de Occidental. De esta forma, el nuevo plan para el 2020 de la alianza estratégica o *joint venture* completa inversiones entre 180 y 200 millones de dólares, y estimamos una producción promedio anual neta para Ecopetrol entre 4,000 y 5,000 barriles de petróleo equivalente por día.

Una de las ventajas de los activos de ciclo corto, como lo son los no convencionales en el Permian, es precisamente el potencial para una rápida reactivación cuando las conexiones de entorno sean más favorables.

Vamos, por favor, a la siguiente diapositiva para hablar sobre los principales hitos del trimestre.

En medio de un entorno que ha sido retador para el mercado y para la sociedad en general, en el primer trimestre del año 2020, el Grupo Ecopetrol alcanzó una utilidad neta, incluyendo el efecto de *impairment* de 133,000 millones de pesos y un EBITDA de 5.3 billones de pesos.

En nuestra campaña exploratoria, el grupo y sus socios completaron la perforación de tres pozos en Colombia. A nivel internacional, se destaca la perforación del pozo delimitador Gato do Mato-4 en el Presal brasileiro.

En el frente de producción alcanzamos 735,000 barriles de petróleo equivalente por día, pese a eventos de orden público y de entorno.



En el segmento de transporte mantuvimos la estabilidad operativa.

En el frente de la refinación, la carga promedio conjunta de las refinerías fue de 345,000 barriles por día, y el margen bruto de refinación conjunto se ubicó en 9,5 dólares por barril.

También quiero destacar que durante el primer trimestre logramos la verificación por parte de la firma Ruby Canyon Engineering de la reducción de cerca de 178,000 toneladas adicionales de CO2 equivalente. Asimismo, hemos lanzado el proceso competitivo para la adjudicación del parque solar San Fernando, a través de un esquema PPA, *power purchase agreement*, que, con unos 50 megavatios de capacidad, será el parque de autogeneración solar más grande del país.

Finalmente, quiero destacar la realización de la primera Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol 100% virtual, y esto con el propósito de acoger todas las medidas establecidas por el Gobierno Nacional para enfrentar la coyuntura del COVID-19.

Ahora le quiero dar la palabra a Alberto Consuegra, quien nos hablará sobre los principales logros operativos del trimestre.

Alberto Consuegra: Gracias, Felipe.

Los resultados operativos del primer trimestre se mantuvieron estables en medio de un entorno atípico para la industria. Avanzamos en la maduración de los descubrimientos Cosecha y Jaspe, a los cuales se les otorgó la comercialidad logrando trasladar los activos a producción. Adicionalmente, se solicitó la comercialidad ante la ANH del descubrimiento Andina y se está evaluando la comercialidad en Andina Norte.

La producción acumulada de los activos exploratorios, en el primer trimestre del año, alcanzó los 347,000 barriles de petróleo equivalente provenientes de las pruebas extensas de los descubrimientos Boranda, Andina, Esox y Bullerengue.

Al cierre del primer trimestre, se encontraban en perforación cinco pozos, sin embargo, a raíz de la emergencia sanitaria, los pozos fueron llevados a punto seguro, y se suspendieron temporalmente las operaciones.

En desarrollo de las actividades previstas a nivel internacional, nuestro socio Shell perforó el pozo delimitador Gato do Mato-4 en un tiempo menor al programado. A la fecha, se encuentran en curso los trámites para concretar la entrada de Ecopetrol en el proyecto.

Quiero resaltar la implementación del Proyecto Petrotécnico a nivel digital, el cual ha permitido que nuestros colaboradores puedan continuar ejecutando normalmente sus actividades desde sus casas. De esta manera, se ha podido seguir avanzando en la identificación y maduración de las oportunidades exploratorias para la incorporación de recursos.

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

La producción del Grupo Ecopetrol alcanzó 735,000 barriles de petróleo equivalente por día. Este nivel de producción proviene de, un buen desempeño de las campañas de perforación de los campos



Rubiales y Yarigüí y del programa de Recobro Secundario en Chichimene y Castilla, el recibo exitoso de los campos Pauto y Floreña el 29 de febrero, los cuales eran operados por Equión, y 1,400 barriles provenientes del *joint venture* con OXY en la Cuenca del Permian.

Durante el periodo, se presentaron afectación a la producción debido principalmente a orden público, seguridad física y la disminución en las ventas de gas, principalmente, por aspectos operativos en la refinería de Cartagena y la menor demanda de gas en el país que se presentó a partir del 17 de marzo, producto de la emergencia sanitaria y la reducción de consumo en refinerías por la pandemia del COVID-19.

Venimos trabajando en maximizar el valor de nuestra producción. Las sinergias como compañía integrada y las optimizaciones de Opex, anunciadas en marzo, permiten que la mayoría de la producción del grupo empresarial sea sostenible a precios de 29 dólares/barril promedio año. Sin embargo, los pozos y campos que no han cumplido los criterios de sostenibilidad o han tenido ajustes en inversiones de Ecopetrol y sus socios han sido cerrados, generando menores niveles de producción, estimados en el segundo trimestre de entre 660,000 y 680,000 barriles de petróleo equivalente.

Vamos a la siguiente lámina para hablar sobre las iniciativas en gas.

La producción de gas en el primer trimestre alcanzó los 138,000 barriles de petróleo equivalente y generó cerca del 10% de los ingresos del Upstream. Para contrarrestar el efecto del menor consumo interno y de la demanda de gas, se ha desarrollado una estrategia comercial para atender el sector térmico con los excedentes de los campos Guajira, Cusiana y Cupiagua.

El gas sigue siendo una prioridad estratégica, resaltando tres temáticas:

El proceso de integración de Invercolsa y sus empresas controladas en Ecopetrol avanza en forma satisfactoria manteniendo la continuidad operativa y logrando una transición legal y financiera exitosa.

Se logró la aprobación de la transacción entre Hocol y Chevron, donde se adquirió la participación en los campos Chuchupa y Ballena, ubicados en el departamento de la Guajira. La transferencia de la operación se dio el 30 de abril.

Dentro de los ajustes de presupuesto por la coyuntura de precios, no se ha cancelado ningún proyecto encaminado a gas, sin embargo, se han realizado desplazamientos de inversiones previstas para el año 2020.

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

Continuamos en la senda de eficiencias en diferentes frentes, donde se destacan, la optimización del consumo del diluyente gracias a la estrategia de transporte de crudo con mayor viscosidad y sinergias entre segmentos. Vale la pena mencionar que nuestras refinerías también han aportado de manera determinante con el desempeño del segmento del Upstream a través del suministro de 12,000 barriles diarios de nafta utilizada como diluyente de crudo.



Las características de la nafta virgen de la refinería de Cartagena son adecuadas para los requerimientos de dilución de algunos de los campos de Ecopetrol, y tienen una menor volatilidad que se traduce en menores pérdidas y en reducción del riesgo de inhalación de gases.

El mayor aprovisionamiento de estas naftas ha generado ahorros por 3.7 millones de dólares entre enero y marzo del 2020, principalmente por menores fletes frente al producto importado. Por su parte, el costo de levantamiento se ubicó en 8.2 dólares por barril, logrando reducciones debido al efecto de la tasa de cambio, lo cual logró mitigar el incremento por *one-offs* en servicios contratados, tarifas de energía y mayor producción de fluidos.

Hacia adelante, con las medidas tomadas en eficiencias de Opex, esperamos que el costo de levantamiento se reduzca durante el 2020, apalancado por estrategias de optimización de contratos y priorización de actividades.

Se han obtenido ahorros en inversiones de perforación y completamiento durante el trimestre de alrededor de 188,000 millones de pesos.

Vamos a la siguiente lámina para hablar sobre los resultados del segmento de transporte.

El transporte de crudo tuvo una leve reducción versus el primer trimestre de 2019, principalmente, por la menor producción país y menores entregas en los sistemas del sur por desvío de volúmenes hacia otros sistemas.

Cabe señalar que el transporte de refinados se ha visto afectado por el confinamiento nacional obligatorio a partir del 21 de marzo con una evacuación promedio durante los 11 días restantes del trimestre de 165,000 barriles diarios. En el mes de marzo iniciamos el proceso de almacenamiento estratégico de crudos en la red de transporte para viabilizar la continuidad operativa de producción.

Pasemos ahora a los resultados del segmento de refinación.

Como respuesta a la situación de mercado, nuestras refinerías han venido actuando con disciplina y bajo un marco de integridad y eficiencia para adaptarse operacionalmente a través de la implementación de medidas tales como paradas programadas y ajustes en las cargas de las unidades, reprogramaciones de mantenimientos y almacenamientos adicionales de crudos, componentes y productos.

Durante el primer trimestre, la refinería de Cartagena alcanzó una carga de 146,000 barriles día impactada por un evento operativo y condiciones de demanda. Por su parte, la refinería de Barrancabermeja mantuvo una operación estable y un buen desempeño operacional, llegando a una carga promedio de 199,000 barriles.

Con respecto a los márgenes, las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena tuvieron disminuciones del 6% y 19% respectivamente frente al primer trimestre de 2019, impactado principalmente por las condiciones de mercado.

Por su parte, Esenttia presentó un excelente desempeño financiero en seguridad industrial y en la operación, capturando mejores márgenes en un entorno de mayor estabilidad en los precios de la materia prima y preferencia del mercado por producto regional.



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

Jaime Caballero: Gracias, Alberto.

Las retadoras condiciones de mercado impactaron el resultado neto del primer trimestre, que llegó a 133,000 millones de pesos. La menor utilidad neta frente al primer trimestre de 2019 se explica por: Primero, un impacto neto negativo de 740,000 millones por el efecto combinado de menores precios y mayor tasa de cambio sobre los ingresos y las compras. Segundo, un efecto positivo de 137,000 millones de pesos por un mayor volumen de ventas de 21,000 barriles día. Tercero, un delta de 1.2 billones de mayores costos, gastos y depreciaciones antes de la implementación de las medidas de austeridad, y como resultado de los mayores niveles de inversión. Cuarto, eventos no recurrentes con un impacto de 683,000 millones de pesos, principalmente, el reconocimiento del *fair value* del inventario de crudo y productos y la pérdida no realizada en la valoración del portafolio de inversiones. Y quinto, el gasto financiero y por diferencia en cambio de 164,000 millones debido a un incremento en los gastos por intereses de la deuda en dólares por la devaluación del peso.

Teniendo en cuenta todos estos efectos, la utilidad del trimestre se situó en 1.1 billones de pesos antes del efecto de *impairment*. Dadas las condiciones de mercado, la compañía realizó un análisis del valor recuperable de sus principales activos de largo plazo y reconoció un gasto por *impairment* neto de impuestos de 932,000 millones de pesos. El 42% correspondió al segmento de exploración y producción, y el 58% a refinación. Es importante tener en cuenta que estos cargos por *impairment* no implican desembolsos de efectivo y son susceptibles de reversión a futuro.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver los principales indicadores financieros.

El margen EBITDA del trimestre fue de 34.9%, impactado por la caída de los precios y los mayores costos y gastos del periodo. El beneficio de ser una compañía integrada se evidenció en la mayor contribución relativa de EBITDA de los segmentos de refinación y transporte frente al primer trimestre de 2019, en contraste con una caída del segmento de exploración y producción.

El breakeven de utilidad neta se situó en 39.7 dólares por barril. Se espera que las optimizaciones de Opex y Capex lleven este indicador a 30 dólares por barril o menos. El ROACE de 12.2% se mantuvo en línea con las expectativas.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver el flujo de caja del primer trimestre de 2020.

La posición de caja se mantuvo sólida en el primer trimestre del año, cerrando en 11.7 billones de pesos. El flujo de caja generado por la operación ascendió a 2.6 billones de pesos, incluyendo la variación en capital de trabajo. El flujo de inversión tuvo una salida de recursos por 3.5 billones para el programa de inversiones.

En cuanto a financiación, se presentó una salida de recursos por 1 billón de pesos, compuesta por 0.4 billones para el pago de dividendos a accionistas minoritarios de las subsidiarias del segmento de transporte y 0.6 billones para cubrir el pago de capital y el servicio de la deuda. El flujo incluyó una entrada neta por 1.5 billones, principalmente, por la liquidación de títulos para atender los compromisos de pago de la compañía ante una menor generación operacional.

La caja final de 11.7 billones comprende recursos en efectivo y equivalentes por 8.8 billones y portafolio de inversiones de corto y largo plazo por 2.9 billones. Para fortalecer su posición de caja, en abril, Ecopetrol desembolsó los recursos de la línea de crédito contingente contratada con Scotiabank y Mizuho Bank, y tomó financiamiento adicional de corto plazo, todo por un monto total de 1,100 millones de dólares equivalentes. Adicionalmente, emitió bonos por 2,000 millones de dólares, en el mercado internacional de capitales a diez años con una sobredemanda de 2.5 veces.

Con la inclusión de este financiamiento, el indicador deuda bruta/EBITDA pasaría de 1.6 a 2 veces al cierre del primer trimestre. Nuestro escenario actual de caja no contempla endeudamiento adicional en 2020.

Finalmente, el 23 de abril, la compañía pagó el dividendo sobre las utilidades de 2019 a sus accionistas minoritarios y la primera cuota del pago a la nación por un valor total cercano a 1.2 billones de pesos.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver el marco financiero de corto plazo.

Los escenarios actuales de la compañía anticipan un precio Brent promedio entre 30 y 40 dólares por barril en 2020. Para navegar este entorno de precios, se han realizado intervenciones de costos y gastos por 3.5 billones de pesos con posibilidad de que estas aumenten hasta 4.5 billones.

Por su parte, con la priorización y ajuste del Plan de Inversiones, estimamos un nuevo rango de Capex entre 2,500 y 3,000 millones de dólares para el 2020. La compañía ha ajustado sus criterios de disciplina de capital ante la expectativa de menores precios en el mediano plazo, y está asegurando que toda su producción sea rentable a niveles de precio menores a 30 dólares por barril.

Todas estas acciones permitirían tener breakevens de caja y utilidad neta por debajo de 30 dólares por barril. La menor generación de EBITDA y el mayor endeudamiento llevarán a un incremento transitorio del indicador deuda bruta/EBITDA a un rango estimado entre 3 y 3.8 veces a cierre de 2020.

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

Felipe Bayón: Jaime, muchas gracias.

Es claro que esta coyuntura y las medidas necesarias para afrontarla tendrán impactos en las metas establecidas dentro del Plan de Negocio 2020-2022, el cual debemos replantear conforme al escenario actual de precios.

Esperamos poder compartir con ustedes una actualización completa de este nuevo plan durante el segundo semestre del año 2020. Entre tanto, hemos ajustado el marco financiero operativo de corto plazo con nuestro mejor estimado de las variables relevantes del negocio para el segundo trimestre y el cierre del año, como pueden observar en esta diapositiva.

Estos rangos que les estamos mostrando son consistentes con el marco financiero a corto plazo donde, nuevamente, la protección de la caja y la disciplina de capital son absolutamente



fundamentales. Estas cifras, en efecto, podrán revisarse a futuro, según observemos la evolución de las condiciones de demanda y de precios.

Finalmente, quiero reiterar algunos mensajes de esta presentación: Primero, nuestro compromiso con la vida, con la seguridad de nuestros trabajadores y colaboradores y con la excelencia operacional. Segundo, hemos tomado acciones de forma ágil, decidida y oportuna, demostrando en todo momento flexibilidad y resiliencia para enfrentar esta crisis sin precedentes. Adaptamos nuestro marco financiero a corto plazo con el fin de asegurar una operación rentable y un flujo de caja positiva en un entorno de precios entre 30 y 40 dólares por barril referencia Brent. Tercero, seguiremos priorizando aquellos proyectos estratégicos que nos permitirán preservar el cumplimiento de nuestra visión de largo plazo y generar valor a nuestros accionistas.

Queremos darles las gracias a todos ustedes por acompañarnos en esta llamada de resultados. Dadas las circunstancias, valoramos muchísimo que puedan estar con nosotros en esta oportunidad.

Ahora abro la sesión a preguntas y respuestas.

Operadora: En este momento, me gustaría recordar a los participantes, si tiene alguna pregunta, ingréselas a través del webcast, incluyendo su nombre y nombre de la compañía y la pregunta.

Claudia Trujillo: Buenos días. Nuestra primera pregunta viene de **Credicorp, de Nicolás Erazo**: “¿Qué descuento han manejado en abril y en mayo con los integrantes? Aparte de las anunciadas por Cenit el pasado 29 de abril, ¿podrían comparar las tarifas esperadas contra los precios anteriores?”. Y la segunda pregunta es: “¿Cuál fue la razón de realizar el *impairment* de 1.2 billones en un trimestre donde se evidenciaron tantos cambios? ¿Por qué no se pensó hacer durante el segundo semestre?”.

Felipe Bayón: Nicolás, buenos días y muchas gracias.

Voy a empezar por la segunda pregunta, la del *impairment*. Le pido a Jaime Caballero si tenemos algún detalle adicional para complementar la respuesta, y después le voy a pedir a Milena que nos ayude con la primera pregunta.

En el primer trimestre vimos unos cambios importantes, como usted bien lo menciona, en la caída del precio de 64 dólares por barril promedio para el primer trimestre del año pasado a 51 dólares por barril en este trimestre. Vimos un debilitamiento también de los diferenciales de nuestros crudos. Hace un año estábamos en -7.6 dólares por barril, y ahora, en -10.5. Y vimos también una caída bien importante en la demanda a nivel internacional y a nivel local.

Y en términos del *impairment*, pues el *impairment* posiblemente es la única cifra de todo este ejercicio de presentación de resultados que no se basa en los reales y en lo efectivamente visto durante el trimestre, sino que el *impairment* mira las proyecciones hacia adelante. Y dado hoy el nivel de incertidumbre, dada hoy nuestra visión de una demanda que continuará, de alguna manera, debilitada hacia adelante, consideramos que es oportuno, poder comunicar nuestra visión hacia adelante, desde el punto de vista de ese valor realizable de los activos, y por eso tomamos la decisión de hacer este ajuste contable o el *impairment* en el primer trimestre.

Lo hemos dicho, en algunas ruedas de prensa y en algunas entrevistas en los últimos dos días, que es una condición, la del *impairment*, que tendremos que seguir mirando trimestre a trimestre. Acuérdense usted que nosotros hacíamos normalmente el ejercicio de *impairment* o de reversión, digamos, del *impairment* a final de año, y así como podríamos ver alguna necesidad de algún ajuste contable en *impairment* adicional, también podríamos ver la reversión de esos *impairments*.

Le voy a pedir a Jaime Caballero si hay algún tema adicional para esa pregunta, y después le pasamos la palabra a Milena.

Nicolás, gracias.

Jaime Caballero: Gracias, Felipe, y gracias, Nicolás, por la pregunta.

Sí. Lo que agregaría adicional a lo que ya mencionó Felipe es que ustedes, lo hemos discutido antes, conocen muy bien la política de Ecopetrol alrededor del manejo de *impairments*. Las normas contables nos piden que esta revisión debe hacerse por lo menos una vez al año. Nosotros típicamente lo hacemos a fin de año, digamos que en condiciones normales.

Creemos que lo que sucedió durante el primer trimestre es algo totalmente excepcional, es una caída drástica y vertiginosa en las condiciones de mercado y, de acuerdo con eso, creemos que es lo razonable, que los estados financieros reflejen, con la mejor información disponible, cómo vemos nosotros los impactos de eso en la valoración de activos que están sujetos a ese tipo de revisión.

Entonces, en esa línea, lo que hicimos en el primer Q fue concentrarnos en dos variables fundamentales. Nos concentramos en la variable de perspectiva de precio a corto plazo, porque entendemos que la perspectiva a largo plazo fundamentalmente aún no ha cambiado o es muy prematuro para decir que ha cambiado, pero la de corto plazo, sí tenemos suficientes evidencias como para tener el criterio de que a corto plazo la expectativa debe ser muy diferente.

Y el otro componente es tasa de descuento, donde en estos análisis de *fair value* se utilizan unas tasas de descuento de mercado para calcular el flujo descontado que tienen los activos, y también por las variables macroeconómicas, como cambiaron de manera importante, consideramos que eso hay que reflejarlo.

Esto no es un cambio en la política de Ecopetrol alrededor del manejo de *impairment*. Esto está dentro de la política de Ecopetrol. Y en la medida en que surjan eventos, en el resto del año que muestren significativas variaciones frente a los que tenemos en los libros, pues procederíamos a hacer los ajustes correspondientes. Gracias.

Milena López: Buenos días, Nicolás. Habla Milena López. Soy la CFO del Midstream, entonces te contesto tu pregunta referente a las tarifas de transporte.

Básicamente, observando la coyuntura del mercado, y reconociendo que la disminución de precios de crudo tiene un impacto en nuestros principales clientes, que son los productores, hicimos una propuesta de descuentos diseñada para ayudar durante esta coyuntura.

La lógica de los descuentos está basada básicamente en que nosotros tenemos una tarifa en dólares, y, por ende, los descuentos se diseñaron de tal manera que hay una serie de bandas de tasa de



cambio, y a medida que hay mayor devaluación, nosotros estamos en capacidad de ofrecer un mayor descuento.

Adicionalmente, hay unos requisitos de precios mínimos de Brent. Los descuentos aplican cuando hay un Brent por debajo de 40 dólares y unos volumétricos mínimos en los diferentes sistemas. No todos los descuentos ni todos los sistemas en las filiales son idénticos, pero, a grandes rasgos, todos tienen estos tres componentes.

Con esto, durante el mes de abril, estuvimos con un descuento aplicable al que tenemos para una tasa de cambio entre 3,700 y 4,000 pesos por dólar, y con esto tuvimos descuentos en nuestras filiales ODC, ODL y directamente en Cenit.

Como para darte un orden de magnitud, el descuento en Cenit tuvo un promedio alrededor de 10%. Es importante tener en cuenta que Cenit tiene 25 tramos. Entonces los descuentos eran distintos en cada uno de los diferentes tramos. En ODL tuvimos un descuento de alrededor de 5.5%, y en ODC tuvimos un descuento un poco por encima del 8%. Eso fue lo que vimos en abril.

En mayo, va a depender de los volúmenes que tengamos a final de mes. Basado en donde vemos la tasa de cambio, probablemente estaríamos viendo cifras similares, sin embargo, hasta que no cierre el mes, no te puedo confirmar esos datos exactos.

Habiendo dicho esto, adicional a los descuentos, se inició un programa para ayudar a darles alivio de caja a nuestros remitentes. Esto no es un descuento, pero sí es una facilidad para que los remitentes que requieran caja durante esta coyuntura específica, cuando los precios de crudo están bajos, estamos permitiendo la facilidad para financiar hasta el 50% de la tarifa de transporte por oleoductos, por un plazo entre 6 y 12 meses, dependiendo de cada una de nuestras filiales.

Entonces creo que la facilidad más importante es esta, es darle flexibilidad de caja en una coyuntura cuando estas compañías más caja necesitan, y esa ya se le ofreció a todo el mercado.

Siguiendo a la última parte de la pregunta, y asumo que lo que nos preguntas es cómo comparan las tarifas con precios anteriores, si nosotros miramos lo que sucedió durante la revisión tarifaria que sucedió en el mes de julio del año pasado, nosotros vimos en esa nueva resolución de tarifas un mundo en el cual en ODC la tarifa se mantuvo flat, lo cual con estos descuentos nos lleva a una tarifa previa a la que había antes de la actualización tarifaria. En ODL, la tarifa disminuyó, lo cual, adicionado a estos descuentos, tenemos también una tarifa que es incluso inferior a la que teníamos antes de la revisión tarifaria. La revisión tarifaria disminuyó la tarifa en un 7%, y aquí estamos viendo descuentos que se suman a eso.

El cambio de tarifa promedio en Cenit con la revisión tarifaria fue alrededor del 3%, entonces con estos descuentos también estamos viendo tarifas por debajo de las que teníamos anteriormente, y en Ocesa sí hubo un incremento promedio en la tarifa del 10%, lo cual, con los descuentos, no llegamos a estar en la tarifa del año pasado.

Habiendo dicho eso, seguimos revisando esas facilidades mes a mes. Son facilidades temporales, y creo que lo más importante es velar por dos cosas: Uno, por darle facilidades de caja a los remitentes para que puedan continuar utilizando los sistemas, y dos, entendiendo la coyuntura, dar algo de flexibilidad, porque sí creemos que es muy importante, y uno de los grandes activos que tiene el

sector del Midstream es la estabilidad regulatoria donde el Gobierno ha hecho uno estudios, y basado en estos estudios, emitió una resolución de tarifas en julio con una vigencia de cuatro años.

Entonces estas son las medidas que hemos tomado para apoyar a los remitentes.

Claudia Trujillo: Muchas gracias. Nuestra siguiente pregunta viene de **Citi, de Andrés Cardona:** “¿Podrían, por favor, comentar los supuestos de precios para cada uno de los niveles del rango de la guía de producción entre 664,000 y 710,000 barriles? ¿Cuántos pozos de desarrollo implica para cada nivel? Y si pueden darnos una sensibilidad sobre la disminución del Opex o Cash Cost, dada la exclusión de los barriles más costosos. Y en la parte del Midstream, ¿podrían, por favor, comentar sobre la solicitud de los productores independientes de reducir las tarifas en un 60%? La ACP solicitó una participación del Ministerio de Energía, ¿hay alguna actualización? ¿Y qué podemos esperar?”.

Felipe Bayón: Gracias.

Y voy a arrancar con la segunda, que es la de Andrés, sobre la solicitud puntual de reducción de tarifas.

Creo que Milena hizo una presentación bien detallada, sobre dónde estamos en este momento, y efectivamente tenemos, como decía Milena, que ver las nominaciones, los volúmenes, y estos, pues, son conversaciones que se dan entre las contrapartes, entre los diferentes sistemas de transporte y esas compañías.

En cuanto a la primera, que es los supuestos de precios, le voy a pedir a Alberto Consuegra, que nos ilustre un poco sobre precisamente cómo estamos viendo los escenarios, cómo estamos viendo el nivel de actividad.

Aprovecho para decirles que ya ahora en el mes de mayo, estamos empezando a ver algunas cosas que son bien importantes. Estamos viendo un incremento paulatino de actividad en varios frentes de la operación en términos de proyectos, construcción, pozos de perforación. Estamos viendo un incremento durante el fin de semana en la carga de la refinería de Barrancabermeja. Entonces hay algunas señales de recuperación paulatina de algún nivel de actividad en la medida que la demanda sigue creciendo.

Pero le voy a pedir a Alberto que nos ayude con el detalle para los diferentes supuestos para los niveles de producción.

Alberto, adelante.

Alberto Consuegra: Felipe, muchas gracias. Andrés, buenos días. Muchas gracias por tu pregunta.

Lo que estamos viendo en este momento es unos supuestos de precios que varían en un rango entre 30 y 40 dólares por barril al cierre del año, y el rango de producción está dado por lo siguiente: Nosotros teníamos inicialmente en el plan alrededor de 587 pozos de desarrollo, hoy estamos viendo un plan ajustado con alrededor de unos 260 pozos.

¿La variabilidad en producción qué la da? En primera instancia, la producción que ha sido cerrada a raíz de la contracción de la demanda y los bajos precios. También vemos el impacto de la

disminución en las actividades de mantenimiento en pozos, que lo que pueden traer es una disminución o un incremento en la declinación de los campos.

También tenemos producción, que en este momento está cerrada por efectos operacionales a raíz de bloqueos, particularmente en el caso de Rubiales, donde tenemos cerca de 15,000 barriles en este momento afectados por esa circunstancia. Además de eso, tenemos la contracción de demanda que se ve en el mercado de gas, que nos afecta en alrededor de unos 25,000 barriles equivalentes. Entonces esa variabilidad de entre 40,000 a 50,000 barriles la van a dar esos elementos.

Finalmente, que estamos viendo en cuanto a disminución del Opex. Con las medidas que estamos tomando en la fase 1, esa disminución de alrededor de 2 billones de pesos, estamos viendo que el Opex del lifting cost puede estar del orden de unos 7.8 dólares/barril, por debajo del umbral de los 8 dólares, efectivamente, y el costo unitario total seguramente lo veremos en un rango entre 20 y 23 dólares/barril.

Claudia Trujillo: Gracias. Nuestra siguiente pregunta viene de **BTG Pactual, de Daniel Guardiola:** “Buenos días. ¿Cuál esperan que sea el impacto en la producción de Ecopetrol como resultado de la destrucción global de demanda de crudo combinada con una limitada capacidad de almacenamiento? ¿Podrían dar más detalles de la estrategia de *hedging*? ¿Cuánto es el Capex mínimo que tendría que invertir Ecopetrol en 2020? Con respecto al JV con OXY en Texas, ¿es posible retrasar los compromisos de Capex que tienen para el 2020?”.

Felipe Bayón: Daniel, buenos días. Gracias por la pregunta.

Voy a tomar la primera parte, y le voy a pedir a Jaime Caballero y a Pedro Manrique que nos amplíen en particular el tema de *hedging*, o el tema de las coberturas.

Desde el punto de vista de impacto de producción, ustedes vieron que vimos *guidance* para el segundo trimestre y para el año completo. Si ustedes piensan en primer trimestre, estuvimos en 735.000 barriles equivalentes, segundo trimestre, entre 660 y 680 por las razones que nos explicaba Alberto. No todas son razones de precio. Hay una combinación de temas de precio, demanda, caída de demanda, y también un tema de algunos bloqueos en algunas comunidades.

Y para el año, estamos hablando de entre 660, 664,000 y 710,000 barriles, y claramente esto prevé que la demanda va a seguir aumentando de manera paulatina, pero no llegaremos al promedio de lo que vimos en el primer trimestre. Entonces es un tema que tenemos que seguir de manera detallada, de manera puntual, y vamos a ver cómo evolucionan las cosas.

Nosotros mismos, con este incremento paulatino de actividad que les mencionaba, somos también generadores de demanda, y de alguna manera multiplicamos esa actividad que ha estado suspendida durante varias semanas en el país.

En términos de la capacidad de almacenamiento, es algo que seguimos. Ustedes en la presentación vieron que tenemos un almacenamiento estratégico, que todos los días estamos optimizando con movimientos, con todo el tema de logística, con nuestra cadena, pero en la medida en que hemos tenido que bajar las cargas de las refinerías, también la presión sobre el almacenamiento disminuye. Sin embargo, el equipo comercial y los equipos de planeación están mirando opciones adicionales de almacenamiento si fuesen del caso necesario aplicarlas.

Voy a contestar el tema del Capex.

Nosotros hemos dado ya un *guidance*. Habíamos dicho inicialmente que estábamos entre 4,500 y 5,500 para el Plan de Negocio, y ahora estamos dando indicación de que estaremos entre 2,500 y 3,000 millones de dólares.

Y con respecto al JV con OXY, claramente sí se pueden retrasar los compromisos de Capex. Acuérdense que de los 1,500 millones de dólares, que era la consideración para el negocio, la mitad fue el pago para, precisamente, entrar en el JV y hacer la conformación del *joint venture*, y el resto, o el saldo del otro 50%, se va pagando contra inversiones y se va pagando en un *carry* que le hacemos a Occidental.

Entonces, el que estos sean activos de ciclo corto, nos permite, así como pudimos bajar el nivel de actividad rápidamente, cuando se recupere el precio, podremos subir, y claramente la respuesta es afirmativa. Vamos a diferir en el tiempo las inversiones, en línea, precisamente, con el nivel de actividad.

Jaime, si por favor contestas el *hedging*.

Jaime Caballero: Gracias, Felipe.

Hola, Daniel. En relación a *hedging*, ustedes saben, nosotros, desde hace un tiempo, desde el año pasado, veníamos trabajando una política y una estrategia para hacer *hedges* en el momento que consideráramos adecuado. Con la volatilidad que hemos visto en el mercado estos últimos meses, se abrió una ventana para hacer ese tipo de operaciones.

Yo lo resumiría en tres temas específicos: Primero, un objetivo claro, y el objetivo es proteger a la compañía del *downside* asociado a un deterioro en los precios, particularmente en el segundo trimestre, que es donde se ven las condiciones más deterioradas del mercado. Segundo, un objetivo también de asegurar las condiciones mínimas de rentabilidad para que fluya nuestra producción. Esto es un tema también fundamental.

Ustedes conocen que hay un *glut* de mercado, una situación donde no es fácil conseguirle casa a los barriles, y estoy seguro que Pedro nos hablará un poco más de eso más adelante. Y lo que los *hedges* permiten es asegurar unas condiciones de rentabilidad ya previas que operacionalmente permiten dejar fluir los barriles con confianza de que van a ser rentables, y también permiten evitar costos significativos asociados a cierres temporales y reaperturas.

El foco hasta ahora ha sido en crudo, ¿sí? Y como digo, ha sido alrededor del segundo trimestre. Y en términos de instrumentos, hemos utilizado una mezcla de instrumentos donde están primordialmente swaps y collares, que nos dan una banda amplia de precios, y nos protegen en un piso, y también nos dan unas condiciones para acceder a *upsides* si este se presenta.

Esos son como los términos generales de la estrategia de *hedging* que hemos planteado hasta ahora.

Gracias, Daniel.



Claudia Trujillo: Gracias. Nuestra siguiente pregunta viene de **Seguros Bolívar, de Jorge Cruz:** “¿Qué estrategias de transformación digital benefician el proceso en todos los segmentos como el mínimo vital operativo?”.

Felipe Bayón: Jorge, muchas gracias.

Durante los últimos años, hemos hecho un esfuerzo importante en toda la transformación digital del Grupo Ecopetrol en términos de nuestros propios sistemas, conectividad, utilización de la nube, ciberseguridad, pues hay un montón de frentes, y hay proyectos específicos en todos y cada uno de los segmentos.

Pues, precisamente, todo ese esfuerzo que hicimos nos ha permitido que hoy, alrededor del 85% de nuestros empleados estén trabajando de manera remota con un impacto mínimo en términos de la ejecución de lo que tenemos que hacer el día a día. Por ejemplo, contarles que la emisión del bono que se hizo recientemente de manera exitosa se hizo toda en un día y se hizo toda de manera remota. Los cierres, por ejemplo, de volumétricos, todo el tema de conciliación de volumétricos que se hace todos los meses, que antes podía tomar un par de semanas, ahora nos toma unos tres o cuatro días y se hace todo de manera remota con más de 150 personas.

Entonces, todo eso nos ha ayudado a que la gente trabaje de manera remota y se cuiden, y que cuiden a los suyos. Y también, aprovecho hacerle un reconocimiento para que en ese concepto del mínimo vital operativo, las personas que están en los campos de producción, en las refinerías, en las estaciones de bombeo de los oleoductos y poliductos, en los puertos, en fin, en los más de 330 municipios del país donde operamos, pues, permitan que el país siga con el suministro de los combustible hacia adelante.

Entonces, yo creo que es una excelente confirmación de que la estrategia de transformación digital no solo fue oportuna, nos está permitiendo operar y definitivamente le está pegando a todos los segmentos.

Jorge, muchas gracias.

Claudia Trujillo: Muchas gracias. Nuestra siguiente pregunta viene de **Camilo Roldán, de Davivienda Corredores.** “¿Los planes de desarrollo de los pilotos de fracking en Colombia siguen vigentes para el 2020?”.

Felipe Bayón: Camilo, gracias. Pues yo he utilizado el siguiente ejemplo, voy a tratar de darlo de manera muy corta. Pero nosotros en la crisis del 2015 y 2016 tomamos la decisión de que algunas inversiones se mantenían en el portafolio por ser estratégicas, particularmente, todos los pilotos de recobro mejorado: Inyección de gas, de agua, de agua mejorada, de polímeros, en fin, y hoy, un poco más del 30% de la producción del grupo viene de recobro mejorado. Claramente, una decisión estratégica.

Los proyectos piloto de investigación integral para no convencionales son una decisión estratégica también, son una oportunidad de inversión estratégica. Seguimos trabajando en todo el proceso de planeación, de alistamiento, entendimiento de todas las normas que han venido siendo socializadas por el Gobierno, y dependerá un poco, precisamente, de los tiempos en la solicitud de las licencias y demás, el cumplimiento de los reglamentos técnicos para ver si es algo que podemos arrancar en



este año o arrancar más adelante. Pero los pilotos de no convencionales siguen siendo estratégicos para la compañía.

Muchas gracias, Camilo.

Claudia Trujillo: Gracias. Nuestra siguiente pregunta viene de **Bancolombia, de Ricardo Sandoval:** “Si bien ya conocemos las disminuciones en dinero en Capex, ¿la ampliación de Reficar todavía va? Además de las inversiones en el Permian, ¿qué otros proyectos fueron cambiados? Acá una precisión de los 180 a 200 millones de dólares de Capex en el JV: ¿A Ecopetrol le correspondería inversiones por 90 millones o pagaría todos los 180-200 millones?”.

Felipe Bayón: Ricardo, muchas gracias. La ampliación de Reficar, para que los equipos de la refinería original se conecten con la nueva refinería de Cartagena, sigue adelante. ¿Qué hemos tenido que hacer? Pues ajustarnos precisamente a todos los protocolos de bioseguridad, distanciamiento. Entonces estamos en todo este proceso, pero creemos que es fundamental que un proyecto como estos, que permite acompañar el crecimiento de demanda en combustibles del país, siga adelante.

En términos del Permian, pues, precisamente, anunciábamos que la inversión está bajando de 800 millones al nivel de JV, *gross*, a 180-200. Acordémonos que hay un *carry* que nosotros hacemos de OXY. Y nosotros estaremos pagando alrededor del 75% de esas inversiones, nuevamente pensando que esas inversiones de JV dependerán del nivel de actividad, y por eso tenemos esa flexibilidad.

Ricardo, muchas gracias.

Claudia Trujillo: La siguiente pregunta viene de **Juan Pablo Díaz, de Porvenir:** “¿La Compañía ha tomado estrategias para aumentar sus ventas en el exterior hacia Asia, donde la recuperación de la demanda está más adelantada?”.

Felipe Bayón: Juan Pablo, muchas gracias.

Le voy a pedir a Pedro que nos dé un poco más de detalles, pero la respuesta es sí. Nosotros venimos desde hace varios años fortaleciendo la relación, el relacionamiento directo con los refinadores que están en China, y los crudos nuestros, el crudo Castilla en particular, pero también otros crudos, pero el Castilla en particular, es considerado como parte de la base de las corridas de las refinerías, y en la medida en que esas corridas de refinerías en China se han vuelto a incrementar porque la demanda efectivamente se ha venido recuperando, pues nuestros crudos son considerados como parte base de esas cargas de refinerías. Y adicionalmente, lo otro que hemos hecho, y Pedro nos da más detalle, es ser más proactivos y colocar los volúmenes en el mercado con dos meses de anticipación o un poco más.

Pedro, si puedes complementar por favor.

Pedro Manrique: Gracias, Felipe. Sí. Gracias, Juan Pablo por la pregunta.

Efectivamente, como Felipe menciona, nosotros tenemos esta estrategia con Asia desde hace algún tiempo, y hemos logrado posicionar nuestros barriles, principalmente el Castilla en la base de la dieta de estas refinerías, principalmente en China.



El año pasado, al 2019, logramos exportar el 50% de nuestro crudo con ese destino, y nuestro enfoque ha sido posicionarnos con los principales clientes, que son las compañías estatales y las compañías de refinación independiente en China, que son las más grandes, a través de contratos marco.

Adicionalmente, desde el año pasado, venimos trabajando también con el mercado de India. India cuenta con grandes refinadores de alta conversión, y lo cual el Castilla, obviamente, es un *feed* muy bueno para estas refinерías, y logramos en el primer trimestre mantener más o menos esos porcentajes de exportaciones tanto a China, y logramos posicionar algunos de los barriles significativos también en estos refinadores de India con los dos más grandes refinadores de India.

Y la idea es continuar con esa misma estrategia precisamente, porque China rápidamente se está recuperando, y en la medida en que los fletes también han bajado, nos han permitido posicionar barriles con unos diferenciales muy competitivos.

Gracias, Juan Pablo.

Claudia Trujillo: Gracias. Nuestra siguiente pregunta es de **Ricardo Sandoval, de Bancolombia:** “El Gobierno estima una disminución de las reservas de Colombia del 27% con un precio de devaluación Brent de 25 dólares por barril. ¿Cómo ven esa estimación?”.

Felipe Bayón: Gracias por la pregunta.

Nosotros hacemos un seguimiento detallado durante todo el año al proceso de reservas, sin embargo, todavía hay un nivel de incertidumbre importante, porque no sabemos el precio dónde va a cerrar. Sabemos que va a haber un impacto en el nivel de reservas. Efectivamente, el precio va a hacer que algunos de los barriles en el largo plazo no sean comercialmente explotables. Entonces, en la medida que vayamos avanzando, y esta es una conversación que normalmente tenemos hacia el cierre del año, al final del año, daremos una mejor indicación de dónde vemos.

Habiendo dicho eso, es importante también que, como nos decía Alberto hace un rato, hay unos esfuerzos grandes para volver cada vez más eficiente la operación, y todo esto que hagamos nosotros desde el punto de vista de optimización, reducción de los costos de levantamiento, el costo total de operación van a permitir también recuperar algunas reservas. Entonces va a haber un impacto, pero en la medida en que tengamos más indicaciones más adelante, pues, nos estaremos comunicando con ustedes.

Ricardo, gracias.

Claudia Trujillo: Gracias. Nuestra siguiente pregunta viene de **Corficolombiana, de Andrés Duarte:** “Bajo el nivel de consumo de refinados actual, ¿cuánto tiempo más pueden continuar incrementando el almacenamiento en Barrancabermeja y Cartagena?”.

Felipe Bayón: Andrés, gracias.

Ahí pasa lo siguiente: Así como ha habido una caída drástica en el consumo de los refinados de esos productos, jet en particular, hoy estamos vendiendo alrededor del 10% de lo que vendíamos antes



de la crisis, la gasolina y el diésel también. Sin embargo, como hemos bajado la carga de las refinerías, la producción de esos refinados también ha bajado.

Entonces nosotros hoy estamos viendo que con los sistemas que tenemos en Barranca y Cartagena, esos 2.1 millones de barriles de almacenamiento que tenemos a nivel del grupo, pero también con una reactivación de la demanda, si bien pequeña en estos momentos, pero que estamos viendo ya en mayo y hacia junio, pues, definitivamente, podremos subir la carga de las refinerías. De hecho, Barranca pasó de 115,000 barriles en las últimas semanas a 141,500 barriles el fin de semana. La estamos cargando más ya la refinería de Barranca, porque el mercado está solicitando esos productos.

Entonces seguimos manejando el tema. Nuevamente: Todos los días el tema de almacenamiento es absolutamente crítico dentro del proceso de planeación, pero tenemos todavía flexibilidad a nivel de grupo.

Muchas gracias.

Claudia Trujillo: Muchas gracias.

Nuestra siguiente pregunta viene de **Davivienda Corredores, de José Germán Cristancho**. “¿Este escenario del mercado petrolero podría llevar a que los esfuerzos estratégicos de la compañía se enfoquen más en el gas que en el petróleo hacia futuro?”.

Felipe Bayón: José Germán, muchas gracias.

Pues desde hace ya algún tiempo hemos dicho que como grupo queremos ser más gaseosos, que queremos tener una participación adicional en el mercado de gas. Es un combustible que es absolutamente fundamental en todo el proceso de transición energética, y, sobre todo, para llevarles energía a esos colombianos que hoy o no tienen acceso a la energía o están, por ejemplo, utilizando carbón o leña. Entonces, definitivamente, vamos a incrementar nuestra presencia en gas.

Recientemente vieron, lo comentaba Alberto en la presentación, la entrada de Hocol como operador de Chuchupa y Ballena, y su participación dentro del activo. Un descubrimiento reciente que hizo Hocol, se llamaba Bullerengue, que también nos permite tener recursos de gas en tierra firme, en la costa, que es un sitio importante para tener gas. Hemos también firmado a principios del año un acuerdo con Shell para hacer un pozo adicional de delimitación en el Golfo de Morrosquillo, donde hicimos los descubrimientos hace ya algunos años. Entonces el gas sigue siendo una parte central, central de nuestra estrategia hacia adelante, y definitivamente tiene ese posicionamiento.

De hecho, creamos recientemente una Vicepresidencia de Gas dentro de la compañía que nos permite tener un foco transversal y a través de todos los negocios y las compañías del grupo precisamente para seguir apalancándonos en el crecimiento del gas hacia adelante.

Muchas gracias.

Claudia Trujillo: Gracias. Nuestra siguiente pregunta también es de **José Germán Cristancho**: “¿Nos podrían, por favor, ampliar la información sobre el programa de coberturas que está utilizando la



compañía? ¿Qué herramientas están utilizando y qué porcentaje de la producción está cubriendo? En un entorno de precios considerablemente bajos, ¿qué tanto se puede hacer para cubrir el riesgo de la compañía?”.

Felipe Bayón: José Germán, gracias.

Pues Jaime nos daba una explicación detallada sobre las coberturas, y precisamente las coberturas nos han permitido, uno, tener certidumbre sobre el piso en el cual estamos nosotros colocando esos barriles que van a los mercados del exterior, particularmente, lo que nos permite cumplir comercialmente con los compromisos que tenemos, pero también viabiliza que esa producción sea rentable y que no esté de alguna manera sumida en incertidumbre desde el punto de vista de precios.

Entonces no sé, Jaime, si quieres ampliar alguna cosa. Porque Jaime habló en bastante detalle sobre las coberturas. Pero, Jaime, si quieres dar algún detalle adicional y algún color adicional sobre el tema de coberturas, adelante.

Jaime Caballero: Sí. José Germán, quizás el color que agregaría, un poco viendo tu pregunta, es relevante decir que nos hemos enfocado particularmente en los barriles que quedan libres para exportación durante los meses de abril, mayo y junio. Entonces estamos hablando de un programa inicial que está en un rango entre 20 y 30 millones de barriles en total, cubiertos bajo estos esquemas. Y, como mencioné, los instrumentos son collares, en su mayoría, y en algunos casos, unos *swaps*, una banda de precio que es consistente con el rango de precios con el que estamos trabajando y que habíamos comentado hoy. Eso es lo que les agregaría en este momento.

Claudia Trujillo: Muchas gracias. Nuestra siguiente pregunta viene de **Itaú Asset, Luis Carlos Gaitán:** “¿Cuál es la utilización actual del almacenamiento efectivo de Ecopetrol? ¿Cómo se compara en *day rates* de VLCC con costos actuales de transporte? Dado que muchos campos son maduros, 2% puntos bajos, ¿deberíamos esperar pérdidas permanentes de producción de crudo?”.

Felipe Bayón: Luis Carlos, gracias. Pues lo veíamos en la presentación, y arrancho por el final de la pregunta, y le pido a Pedro que nos hable sobre los *rates* de los VLCC que, de hecho, hemos visto han empezado a bajar y se convierten en una opción hacia adelante.

Y veíamos en la presentación, nos lo decía Alberto, que a estos niveles de precio, nosotros tenemos más del 90 % de la producción con precios de 30 dólares/barril Brent. Más del 90 % de la producción es rentable. Y seguimos trabajando todos los días para buscar eficiencias adicionales.

Entonces ese es un poco, como en términos de magnitud, dónde estamos. Nuevamente, quiero ponerlo en la llamada. El primer trimestre, ustedes ya vieron los ajustes que hicimos desde el punto de vista contable, pero definitivamente, el segundo y tercer trimestre van a ser muy duros, porque hay una demanda que no estamos viendo y que ha sido destruida, si bien hemos visto alguna recuperación menor.

Pedro, si puedes hablar de utilización de almacenamiento, o si lo tiene, Alberto, y si puedes arrancar con el tema de los VLCC.

Pedro Manrique: Sí. Gracias, Felipe. Luis Carlos, gracias por la pregunta.

Efectivamente, para la primera parte, almacenamiento efectivo, nosotros tenemos todo un programa para aprovechar, primero, el almacenamiento que tenemos dentro de Ecopetrol, segundo, las filiales, tercero, los mayoristas, que son nuestros clientes, y, por último, en puertos alternos que son de terceros.

Entonces nosotros tenemos suficiente almacenamiento. Como le digo, dentro del grupo, todavía nosotros tenemos excedentes, dentro de Cenit tenemos excedentes, y los mayoristas también han puesto a nuestra disposición todo el almacenamiento que tienen disponible. Ellos han utilizado una capacidad, pero hoy en día existen por lo menos unos 500 a 600 millones de barriles adicionales que pueden almacenar ellos dentro de la parte de combustibles.

Con respecto a crudo, dentro de la presentación ustedes vieron que tenemos una capacidad de almacenamiento disponible de 4.5 millones de barriles, de los cuales 2.6 millones de barriles son operativos, que estamos utilizando, y un estratégico que estamos utilizando para el contango. Básicamente, aprovechar el contango de crudo de 2.1 millones de barriles.

Con respecto a los VLCC, los VLCC tuvieron un pico muy grande, pero han venido bajando, y más o menos en este momento tiene que estar alrededor de 1 dólar por barril el almacenamiento dentro de los VLCC, y los viajes, después de tener un pico de un viaje de Colombia, de Coveñas, al Golfo, en Estados Unidos, que costaba normalmente entre 6 y 8 millones de dólares, llegó a costar 20 millones de dólares, pero en este momento otra vez estamos en los rangos de más o menos 7 millones de dólares, lo cual los hacen una alternativa muy competitiva precisamente para el almacenamiento.

Eso es todo lo que tengo. Gracias.

Claudia Trujillo: Gracias.

Nuestra siguiente pregunta viene de **Citi, de Andrés Cardona:** “¿Pueden por favor desagregar por segmentos la nueva guía de Capex?”.

Felipe Bayón: Gracias por la pregunta.

Jaime, si nos puedes ayudar con el detalle de la desagregación, si lo tenemos por segmento, en el Capex, por favor.

Jaime Caballero: Sí. Felipe, necesito unos minuticos, porque tengo aquí un problema técnico, pero si quieren, arranquen con otra pregunta, y me la vuelven a dar y les doy la respuesta.

Felipe Bayón: Listo, Jaime. Gracias. Ya volvemos entonces.

Sigamos con la siguiente pregunta, porfa.

Claudia Trujillo: Gracias. Es de parte de **Bancolombia, Ricardo Sandoval:** “Cuando pase esta coyuntura de COVID, ¿podríamos esperar que la producción de Ecopetrol regrese a los 735,000 barriles?”.

Felipe Bayón: Ricardo, buenos días. Gracias por la pregunta.

Pues yo creo que hay varias cosas: Uno, no sabemos todavía, desde el punto de vista de qué profundidad va a ser la crisis. Hoy conocemos lo que hemos visto en el primer trimestre y lo que estamos viendo en las seis semanas del segundo trimestre, con una destrucción, como lo decíamos, de la demanda que es bien importante, y hemos tenido que ajustar nuestros niveles de producción, y hemos dado el *guidance* que estamos dando para el año, donde esperamos cerrar, precisamente, entre 660,000 y 710,000.

Yo personalmente creo que es posible, y, otra vez, haciendo el comentario que no sabemos cuál será la duración de la crisis. Es posible que nosotros volvamos a los niveles de 735,000.

Pensemos que seguimos haciendo las inversiones que son no solo estratégicas, sino que son inversiones que nos permiten manejar la declinación de los campos, traer volúmenes adicionales, todo el tema de gas que hemos mencionado dentro de la llamada. Yo creo que sí nos permitirían volver a esos niveles.

Y quiero repetir algo que decíamos en la presentación: A raíz precisamente de todo lo que está sucediendo, hemos dado el *guidance* para el segundo trimestre y para el año, tratando de proporcionarles a ustedes la mayor cantidad de información posible para que tengan esa visibilidad sobre cómo estamos viendo el negocio.

Y también dijimos que vamos en el segundo semestre del año a hacer una explicación detallada del Plan de Negocios ajustado, precisamente, a raíz de todo lo que está sucediendo. Entonces, en el segundo semestre del año tendremos, o alguna llamada específica o dentro de alguna de estas llamadas de resultados, haremos la explicación detallada de todo ese Plan de Negocios, donde tendremos visibilidad hacia adelante, entre otras cosas, de esos volúmenes de producción.

Ricardo, muchas gracias.

Vamos con otra pregunta mientras tenemos el dato del Capex.

Jaime Caballero: Felipe, si quieres, podemos hablar del tema del Capex ya mismo. Y un poco, como mencionó Felipe previamente, estamos considerando un rango nuevo que va entre 2.5 y 3 billones de dólares. Y un poco los criterios que hemos tenido en cuenta es asegurar que todos los proyectos que tienen una rentabilidad importante en términos de producción, que son los más generadores de caja y los que mejor protegen reservas, pues tengan la financiación correspondiente.

Entonces muy grosso modo, yo les plantearía que direccionalmente el 80% del nuevo Plan de Inversiones está orientado hacia el segmento del Upstream, y el remanente, ese 20%, está distribuido en partes iguales entre el Down y el Mid. Va a haber algún nivel de optimización en ese rango de 2.5 a 3, dependiendo de algunos de los factores que mencionó Alberto Consuegra previamente, que tienen que ver como con las condiciones operativas y la capacidad de ejecución de proyectos que tengamos. Ese es el criterio.

Claudia Trujillo: Muchas gracias. Con eso damos por terminada la ronda de preguntas.

El equipo de IR estará disponible para responder las preguntas que queden pendientes después de esta llamada de conferencia.



Felipe Bayón: Pues muchas gracias a todos. Quiero nuevamente agradecerles por haber estado el día de hoy con nosotros en esta llamada de resultados. Espero, y esperamos en Ecopetrol que ustedes, sus familias estén bien de salud, se estén cuidando. Tenemos un entorno difícil, retador, con incertidumbre, y no sabemos hoy en día ni la profundidad ni la duración de la crisis. Pero desde Ecopetrol hemos actuado de manera rápida, de manera decidida para ajustar lo que hemos tenido que ajustar en gastos, en costos, en inversiones y en financiación, para permitirnos, precisamente, afrontar esta crisis, que no tiene precedentes, de la mejor manera posible.

Estamos convencidos que saldremos adelante. Tendremos un par de trimestres difíciles y retadores adelante, pero estamos nuevamente convencidos que con el equipo humano y lo que hemos hecho estamos bien posicionados para hacerle frente a esta crisis que no tiene precedentes en la historia, por lo menos reciente, de la humanidad.

Nuevamente a todos ustedes muchísimas gracias y que tengan un muy buen día.

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

Pueden desconectarse.