



## LLAMADA DE RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS GRUPO ECOPETROL 4T Y CIERRE 2018

**Operadora:** Buenos días, mi nombre es Ana y seré su operadora para la conferencia de hoy. En este momento, me gustaría darles la bienvenida al Ecopetrol - conferencia de resultados cuarto trimestre del 2018. Todas las líneas han sido configuradas en *mute* para evitar ruido de fondo. Después de los comentarios del *speaker*, habrá una sesión de preguntas y respuestas. Gracias por su atención. La señora María Catalina Escobar comenzará la conferencia de hoy. Señora 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 cuarto trimestre y cierre del año 2018.

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: Jaime Caballero, vicepresidente corporativo de Finanzas; Alberto Consuegra, presidente encargado de Cenit; Jorge Calvache, vicepresidente de Exploraciones; Rafael Guzmán, vicepresidente técnico; y Tomás Hernández, vicepresidente de Refinación y Procesos Industriales.

Iniciaremos la presentación mostrando los principales logros del año. 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 la perspectiva para el 2019-2021 y una sesión de preguntas y respuestas. Cedo ahora la palabra al señor Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol.

**Felipe Bayón:** Gracias, María Catalina. Doy la bienvenida a todos los que hoy nos acompañan en esta conferencia de resultados para el año 2018. Me complace compartir con ustedes unos sobresalientes resultados operativos y financieros para el Grupo Ecopetrol.

La utilidad neta del año ascendió a 11.6 billones de pesos, la más alta de los últimos cinco años y casi el doble de aquella registrada para el año 2017. Por su parte, el Ebitda del Grupo Empresarial ascendió a 30.8 billones de pesos, el más alto de la historia, y el margen Ebitda se ubicó en un sólido 45.4%. Este excelente resultado se obtuvo, entre otras cosas, gracias al fuerte desempeño operacional de todos los segmentos, permitiendo aumentar la producción de crudo y de gas, y al comportamiento favorable del precio del crudo.

Pasemos ahora a la siguiente lámina. La implementación de iniciativas como la sustitución de crudos importados por locales para cargar nuestras refinerías, la menor importación de



productos y una mayor producción nos permitieron tener mejores resultados financieros. Por su parte, la dinámica gestión comercial permitió tener mayor presencia en mercados que generan mayor valor para todos nuestros productos. Gracias a esta iniciativa, el descuento del precio de la canasta de crudos de Ecopetrol con respecto al Brent disminuyó a 11.9%, una mejora significativa frente al 12.7% registrado en el año 2017. Esto, incluso, en un entorno de mayores precios de crudo. Aprovechamos las oportunidades de los mercados para apalancar los resultados financieros. El aumento de 31% en el precio del crudo Brent durante el año y la estabilidad de la tasa de cambio del peso/dólar nos favorecieron para tener un mejor precio de realización en pesos.

Vamos, por favor, a la siguiente diapositiva para observar el excelente desempeño operativo del Grupo. Continuando con la tendencia positiva de incorporación de reservas del año 2017, durante el 2018 logramos un índice de reemplazo de reservas del 129%, el más alto de los últimos cuatro años. Esto quiere decir que por cada barril de hidrocarburos que produjimos incorporamos 1.29 barriles de reservas probadas. En línea con la meta de producción del año, alcanzamos una producción promedio de 720,000 barriles de petróleo equivalente por día, incluso con los eventos operacionales y algunas dificultades de orden público ocurridas en el primer trimestre del año 2018. Quiero destacar, particularmente, que durante el cuarto trimestre alcanzamos una producción promedio de 733,000 barriles de petróleo equivalente por día, lo que sienta una buena base para cumplir nuestra meta de producción para el año 2019.

En nuestro segmento de exploración, terminamos el año con 17 pozos exploratorios perforados, con una tasa de éxito geológico del 46%. En este sentido, superamos los 12 pozos establecidos al inicio del año, un aumento del 41% en dicha meta. En Brasil, incursionamos en la Cuenca de Santos, una de las de mayor prospectividad a nivel mundial, gracias a la adjudicación del bloque Pau-Brasil en consorcio con BP Energy y Cnooc Petroleum. Adicionalmente, adquirimos una participación del 10% en el Bloque Saturno en sociedad con Shell y Chevron. Esta operación está pendiente de aprobación por parte de la Agencia Nacional de Petróleo de Brasil. En el Golfo de México, durante el proceso de la ronda GOM - Lease Sale 251, ganamos los bloques Green Canyon 404, 405, 448 y 492.

En el segmento de transporte, quiero destacar que durante el año entró en operación el sistema San Fernando - Apiay y también la ampliación P135 para hacer más robusto todo el sistema de transporte de crudos.

En el segmento de refinación, tuvimos un desempeño operativo sobresaliente. En el año alcanzamos un máximo histórico de carga estable de 373,000 barriles por día para las dos refinerías. En línea con nuestro compromiso con el país por mejorar la calidad de aire, hemos aprovechado las mejores sinergias entre las dos refinerías, Barrancabermeja y Cartagena, así como algunos ajustes operativos en los sistemas de transporte y aquellos de logística para ofrecer combustibles más limpios al país. En el mes de diciembre, el diésel que entregamos al país tuvo un promedio de 16 partes por millón de azufre y la gasolina, un promedio de 108 partes por millón de azufre; esto comparado con niveles de normatividad local de 50 partes por millón para el diésel y 300 partes por millón para la gasolina.



Ahora paso la palabra a Jorge Calvache, quien les hablará de los principales resultados del segmento de exploración.

**Jorge Arturo Calvache:** Gracias, Felipe. Me complace informar que en el 2018 realizamos importantes alianzas estratégicas de la mano de socios de primer nivel mundial con experiencia en el *offshore*. Quiero destacar que en el área internacional, tal como lo anunciamos en el tercer trimestre, ampliamos el portafolio de inversiones del Grupo Empresarial en la Cuenca de Santos, una de las más atractivas y con mayor potencial del presal brasileño.

Por su parte, durante el cuarto trimestre del 2018, Ecopetrol firmó un acuerdo de participación en el bloque Saturno, ubicado en la región central de la Cuenca Santos, que le fue asignado a Shell y Chevron en la quinta ronda del presal. Este acuerdo está sujeto a la aprobación del Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles del Brasil. En la nueva composición del bloque, Ecopetrol tendría el 10% de los intereses, mientras que Shell, operador, el 45%, y Chevron, el 45%. Así mismo, la filial Ecopetrol América Inc. ganó los bloques Green Canyon 404, 405, 448, 492, localizados en el Golfo de México de Estados Unidos, durante el proceso de la ronda Golfo de México – Lease Sale 251.

En el cuarto trimestre de 2018, perforamos ocho pozos exploratorios, con lo cual alcanzamos un total de 17 pozos, operando la meta prevista para el año. En el acumulado del año, cerramos con seis pozos exitosos, siete taponados y abandonados y cuatro en evaluación, alcanzando una tasa de éxito exploratorio del 46%. Esto permitió la incorporación de más de 250 millones de barriles de petróleo equivalente en recursos descubiertos por delimitar, lo cual apalanca el incremento de reservas del Grupo Empresarial y demuestra el compromiso de mantener las actividades de exploración como uno de los pilares de crecimiento. En cuencas tradicionales de Colombia, los esfuerzos se enfocaron en desarrollar actividad cercana a campus e infraestructura de producción para aprovechar las facilidades existentes y traer la producción en etapas tempranas, como los proyectos Andina-1, REX Noreste, Jaspe y Cosecha C-01. El pozo Infantas Oriente-1, perforado en la campaña 2017, fue declarado exitoso en la vigencia 2018, después de concluir las pruebas de formación, y se declaró comercial en tiempo récord en el segundo trimestre del 2018.

Al finalizar el año, el segmento de exploración contribuyó con un incremento en alrededor de 3,500 barriles de petróleo equivalente por día en la producción del Grupo Empresarial. Este resultado fue alcanzado gracias a las pruebas extensas en los descubrimientos de Bullerengue, Andina, Infantas Oriente-1, Jasped 6D, Cosecha C-01 y REX Noreste.

En cuanto a las actividades costa afuera en Colombia, incrementamos la participación del 50% al 100% de interés en los bloques Fuerte Sur y Purple Angel en la cuenca Sinú *offshore*, cedido por la compañía Anadarko. Para el caso del bloque Col-5 en la cuenca Sinú *offshore*, solicitamos a la Agencia Nacional de Hidrocarburos la conversión del contrato de evaluación técnica a contrato de exploración y producción con el 100% de participación, con el fin de diversificar y fortalecer el portafolio exploratorio nacional.



Durante 2018, adquirimos y compramos un total de 16,803 kilómetros cuadrados de sísmica 3D y 61,287 kilómetros de sísmica 2D, superando la meta prevista inicialmente.

Ahora paso la palabra a Rafael Guzmán, quien hablará de los resultados de producción del Grupo Empresarial.

**Rafael Guzmán:** Gracias, Jorge. Al cierre de 2018, las reservas probadas netas del Grupo Ecopetrol fueron de 1,727 millones de barriles de petróleo equivalente, con una incorporación de 307 millones. La vida media de reservas de crudo y gas equivale a 7.2 años, mejorando frente a los 7.1 años divulgada para el 2017. El índice de reemplazo de reservas fue 129%, el más alto de los últimos cuatro años.

Es importante resaltar que en 2018, y de acuerdo con nuestra meta de reemplazar como mínimo el 100% de la producción, excluyendo el aspecto del incremento del precio del petróleo, la gestión de Ecopetrol logró reemplazar el 109%. Es importante destacar el récord de aumento de reservas probadas asociado a los resultados del programa de incremento del factor de recobro que ascendió a 129 millones de barriles de petróleo equivalente. Los principales logros se han dado en campus como Chichimene, Castilla y Teca. Así mismo, la incorporación de 57 millones de barriles de petróleo equivalente por extensiones y descubrimientos representa la mayor incorporación por este concepto en los últimos cinco años. Estos resultados son muy satisfactorios, al ser ambos pilares de crecimiento de reservas y producción de la compañía.

El programa de recobro continúa soportando buena parte de nuestra estrategia de crecimiento y generación de valor, aproximadamente el 23% de la producción actual proviene de campus que utilizan algún tipo de tecnología de recobro secundario o terciario, y es así como 167,000 barriles de petróleo equivalente por día del 2018 proviene de los proyectos de expansión y los pilotos de estas tecnologías. En línea con nuestra estrategia, el aumento de reservas como resultado del programa de incremento de factor de recobro en el 2018 marca un hito en Ecopetrol. Durante el periodo de ocho años, comprendido entre 2010 y 2017, la adición promedio de reservas vía recobro fue de 36 millones por año. En el 2018, la incorporación fue de 129 millones de barriles, en términos volumétricos el programa de recobro en 2018 incorporó un 77% más de barriles respecto al año anterior.

La mayor proporción de esta adición de reserva se deriva de la inyección de agua con 90 millones de barriles, así mismo destacamos la adición de 39 millones de barriles gracias a los programas de recobro terciario. En 2018, se destaca el uso por primera vez de las tecnologías de inyección continua de vapor en el campo Teca, demostrando el gran potencial para aumentar el factor de recobro con esta tecnología.

Vamos a la siguiente lámina para hablar de los resultados de producción del año 2018. En lo corrido de 2018, alcanzamos una producción promedio de 720,000 barriles de petróleo equivalente por día, en línea con la meta establecida al inicio del año. En el cuarto trimestre, la producción ascendió a 733,000 barriles de petróleo equivalentes por día. Este resultado se logró gracias a las campañas de perforación de los campus la Cira, Rubiales, Chichimene, Dina, Quifa y Castilla, y la respuesta positiva del recobro secundario y terciario. Al cierre de 2018, contábamos con 46 taladros de perforación, lo cual representa un incremento del 84% frente al cierre de 2017. Con la perforación de 579 pozos de desarrollo en el 2018, se superó



en 18% los pozos perforados el año anterior, evidenciando el aumento de actividad durante este año. Durante los últimos tres años, hemos mejorado la eficiencia en inyección de agua en los campos. Hoy somos 70% más eficientes en la producción de crudo por cada barril de agua.

Ahora doy paso a Alberto, quien les comentará acerca de los resultados del segmento de transporte.

**Alberto Consuegra:** Gracias, Rafael. Al cierre de 2018, el segmento mantuvo resultados financieros positivos con un Ebitda cercano a 8.7 billones de pesos. Esto representó un incremento frente al año anterior y un margen de Ebitda sobre ingresos alrededor del 80%. 2018 se caracterizó por los esfuerzos que se hicieron en las reparaciones del oleoducto Caño Limón - Coveñas y los sistemas del sur, dada la complejidad de la situación frente al número de atentados, 104, y válvulas ilícitas, 1,100. Esto, además de ser un gran reto operacional, requirió un esfuerzo monetario importante, ya que el segmento gastó más de 157,000 millones de pesos en la atención de estas emergencias. En lo corrido del año, a pesar de los daños ocasionados por terceros al sistema Caño Limón - Coveñas, se garantizó continuidad en la evacuación de crudos del país, las reversiones realizadas en el Oleoducto Bicentenario cumplieron un papel fundamental al garantizar la evacuación de crudo nacional, incluyendo un total de 53 hitos de reversión a diciembre. Aproximadamente el 75% del volumen de crudo transportado es propiedad del Grupo Empresarial Ecopetrol.

Durante 2018, el negocio transportó 1,110,000 barriles de crudo y refinados por día, lo que representó un crecimiento en volumen del 2% comparado con el año anterior. Durante el cuarto trimestre, se vio un aumento en la evacuación país como resultado del transporte de crudo Castilla Norte y el aumento en la demanda local de combustibles.

En cuanto al transporte de refinados, en el acumulado del año se presentó un incremento de 1.9% que refleja un crecimiento en la demanda local de combustibles, mayor disponibilidad de producción de las refinerías y optimizaciones operativas en los sistemas de transporte; esto último se debe a la fuerte inversión en materia de integridad y confiabilidad de nuestros sistemas, que alcanzó la cifra de 221.4 millones de dólares. Aproximadamente el 33% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol. Es importante resaltar que durante todo el año la red de poliductos garantizó el cumplimiento de la regulación ambiental y los requerimientos de azufre en todo el país, adicionalmente la mayor disponibilidad de productos de la refinería de Barrancabermeja contribuyó a la maximización en la utilización de los sistemas de evacuación de Cenit.

Las áreas de foco de nuestros planes de inversión y crecimiento para el 2019 serán el aseguramiento de la integridad y confiabilidad de nuestros sistemas, el fortalecimiento de la estrategia multimodal a través del crecimiento y mejora en la capacidad de los diferentes sistemas de poliductos para atender los requerimientos del país, así como la optimización del sistema portuario y conectividad entre refinerías. Con esto, paso la palabra a Tomás Hernández, quien comentará sobre los resultados del segmento de refinación.

**Tomás Hernández:** Gracias, Alberto. En 2018, el segmento refinación mantuvo una operación estable con un buen desempeño operacional y cero eventos registrables de



seguridad de procesos nivel 1. Esto se logró gracias a la disciplina operativa, a la optimización de la dieta de crudo en ambas refinerías y a la gestión en integridad de activos que permitieron lograr una mayor disponibilidad de las planta de proceso, alcanzando una carga consolidada en el año de 373,000 barriles día, en línea con la meta propuesta para el 2018. Lo anterior, sumado a las iniciativas de mejora del margen, sinergias entre las dos refinerías y la operación eficaz de los sistemas de transporte y logísticos, mitigaron los impactos de un escenario de márgenes internacionales más retador que el año anterior y permitieron entregar combustibles más limpios para el país.

En línea con lo anterior, la Refinería de Cartagena alcanzó en el cuarto trimestre de 2018 una carga promedio de 150,000 barriles día frente a 147,000 barriles día del mismo periodo del año anterior, con un 77% de crudos nacionales en la composición de la carga versus 66% en el cuarto trimestre de 2017. La carga del año alcanzó un promedio de 151,000 barriles día, lo cual representó un incremento del 12% con respecto al 2017. El margen bruto de 2018 se incrementó en un 15% con respecto al 2017, apalancado en el buen desempeño operacional de la refinería, en su proceso de optimización y en las iniciativas de mejoras del margen. Por su parte, el margen del cuarto trimestre presentó una disminución del 28%, explicado principalmente por el debilitamiento de los diferenciales de precio de productos refinados versus crudo, principalmente gasolina y nafta, en línea con el comportamiento del mercado internacional.

Por su parte, la Refinería de Barrancabermeja también mantuvo su operación estable. La carga en el cuarto trimestre del 2018 se incrementó un 3%, alcanzando un promedio de 229,000 barriles por día. Este resultado se logró gracias a la implementación efectiva de iniciativas de segregación de crudos livianos que permitieron aumentar su disponibilidad. En línea con lo anterior, la carga del 2018 se incrementó en un 6% con respecto al 2017, alcanzando un promedio de 222,000 barriles día.

El margen bruto de 2018 se debilitó llegando a 11.8 dólares por barril frente a los 13.5 dólares por barril del 2017, explicado en mayor proporción por una disminución del diferencial de precio de productos versus crudo, principalmente gasolina, parcialmente compensado por mejores rendimientos de destilados medios.

Durante 2018, en nuestra área petroquímica, Esenttia demostró excelente desempeño en seguridad industrial, y su operación estable, así como los esfuerzos de optimización de costos, compensaron los altos precios y la volatilidad de nuestra materia prima.

En el frente de biocombustibles, en 2018, Bioenergy continuó con la fase de estabilización de su operación agrícola e industrial, alcanzando una producción de 47 millones de litros de etanol frente a 36 millones de litros en 2017. Se completó el 100% del plan general de mantenimiento interzafra, y en el cuarto trimestre del año se realizaron con éxito las pruebas de desempeño industrial.

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





**Jaime Caballero:** Gracias, Tomás. Los excelentes resultados financieros obtenidos en 2018 reflejan los beneficios de ser una compañía integrada que ha logrado mantener su disciplina de capital, rentabilizar sus operaciones y continuar generando valor a sus accionistas. Durante 2018 alcanzamos un Ebitda de 30.8 billones de pesos, el más alto registrado en la historia de Ecopetrol, y una utilidad neta de 11.6 billones de pesos, la más alta desde 2014. Destaco la importante contribución del segmento de exploración y producción al Ebitda, el cual aportó el 65% frente al 57% de 2017.

En línea con nuestro compromiso de tener una operación rentable, el Ebitda por barril continuó su tendencia positiva y cerró en 39.8 dólares por barril, mientras que el margen Ebitda se ubicó en 45.4%, un 3.6% superior al dato de cierre de 2017. Con este resultado, Ecopetrol continúa consolidándose como una de las empresas de mayor eficiencia entre sus pares de compañías integradas.

En términos de la solidez del balance, nuestros principales indicadores de apalancamiento se redujeron de manera significativa. Durante 2018 hicimos prepagos de deuda por 2.5 billones de dólares y mantuvimos una sólida generación de Ebitda. Gracias a esto, el indicador deuda bruta/Ebitda se ubicó en un 1.2 veces, una disminución del 37% anual, mientras que la deuda neta/Ebitda llegó a 1 vez, una reducción del 33% frente al 2017. Nuestro crecimiento fue altamente rentable, aumentamos nuestro ROACE en un 52%, pasando de 8.6% en 2017 a 13.1% en 2018. Así mismo, el breakeven de utilidad cerró en 38.1 dólares por barril.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver la evolución de la utilidad neta. La utilidad neta de 2018 ascendió a 11.6 billones de pesos, un 76% mayor que el año anterior, siendo la más alta de los últimos cinco años. Nuestros ingresos crecieron 12.6 billones de pesos, un incremento del 23% frente a 2017, impulsados, principalmente, por logros operativos de la compañía y el mejor comportamiento de los precios de referencia de crudo Brent, pasando de 55 dólares por barril en 2017 a 72 dólares por barril en 2018.

Por su parte, el costo de venta, sin incluir depreciaciones y amortizaciones, se incrementó en cerca de 4.8 billones, principalmente por el efecto neto de: menor volumen comprado de crudo por 2.2 billones de pesos, gracias a la disminución de importaciones de crudo liviano para carga en la Refinería de Cartagena y menores importaciones de productos; incremento del precio promedio de compras nacionales e importaciones de crudos y productos por 5.4 billones de pesos; y aumento de 1.6 billones de pesos como resultado del incremento de actividad operacional, en línea con el aumento de producción; mayores niveles de carga en la refinería y la entrada en operación de los proyectos San Fernando, Apiay y P135.

El gasto por depreciación se redujo, principalmente, por el efecto de la mayor incorporación de reservas en 2018 frente a 2017, compensado parcialmente con un aumento en el Capex del año y un mayor nivel de producción. Los gastos operativos aumentaron 9.7% con relación al año anterior, principalmente por el efecto neto de: la utilidad contable generada en 2017 por el reconocimiento a valor razonable de la adquisición del 11.6% del interés adicional en el campo K2 y la utilidad en venta de campus menores. Estas operaciones no son recurrentes y afectaron positivamente el resultado del 2017. Adicional a lo anterior, en 2018 se eliminó el impuesto a la riqueza, lo cual fue compensado parcialmente por mayores gastos en atención de emergencias ambientales y afectaciones a la red de transporte originadas por terceros.



Vamos ahora a los resultados financieros no operacionales. La devaluación del 8.9% del peso frente al dólar presentada en 2018 versus la revaluación del 0.6% presentada en 2017 generó una ganancia por diferencia en cambio de 0.4 billones de pesos, dada la posición activa promedio en dólares del Grupo. Gracias a la optimización de la posición neta del Grupo y la adopción de la política de contabilidad de cobertura, se ha minimizado el riesgo asociado a la fluctuación de la tasa de cambio.

Durante 2018 tuvimos un ahorro en gastos financieros, asociado a los prepagos de deuda y la menor tasa en interés de créditos indexados al ITC. La tasa efectiva de renta para 2018 ascendió a 37% comparable con el 43% de 2017. Esta disminución se presenta principalmente por el impacto positivo de la reducción en la tarifa de renta presuntiva al 0% a partir del 2021, de acuerdo a la nueva Ley de Financiamiento; esto permitió reconocer un impuesto diferido activo en la Refinería de Cartagena y Bioenergy. Adicionalmente, esta menor tasa fue apalancada por una menor tasa nominal de tributación, consecuencia de la reforma tributaria de 2016 y mejores resultados de la Refinería de Cartagena, la cual tributa a una tasa nominal del 15%.

Durante el 2018, como resultado del ejercicio anual de comparar el valor en libros de los activos frente al valor de mercado bajo las normas IFRS, se reconoció un gasto por *impairment* neto de impuestos en activos de largo plazo por 254,000 millones frente al 2017. El detalle por segmento es el siguiente: en exploración y producción, se recuperaron 670,000 millones de pesos, como resultado de la incorporación de nuevas reservas, mejor proyección de precios Brent en el corto plazo y actualización de la información técnica y operacional disponible; en refinación, se reconoció un *impairment* por 805,000 millones de pesos, lo cual obedece, principalmente, a: primero, en la Refinería de Cartagena se actualizaron las expectativas del impacto de Marpol sobre la proyección de márgenes de productos refinados, así como también el diferencial de crudos livianos y pesados que sirven como materia prima y la tasa de descuento utilizada para la elaboración de activos; y segundo, en el caso de Bioenergy, por menor perspectiva de precios de etanol a corto plazo, la actualización de variables agrícolas también a corto plazo y la tasa de descuento utilizada para la valoración de activos. En transporte, se generó un *impairment* por 119,000 millones de pesos, debido, principalmente, a la disminución en la proyección del volumen a transportar en los sistemas del sur y un incremento en la necesidad de inversiones de continuidad para mitigar el riesgo operativo.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver el flujo de caja del Grupo Empresarial. A cierre de 2018, Ecopetrol mantuvo una sólida posición de caja de 14.5 billones de pesos, incluso con el pago anticipado de deuda por 2.5 billones de dólares equivalentes y el pago voluntario anticipado del impuesto a las ganancias por 3 billones de pesos, realizado de acuerdo a lo establecido en el Decreto 2146 de noviembre de 2018. El flujo de caja generado por la operación antes de la variación en capital de trabajo ascendió a 25 billones de pesos, como resultado de la eficiente gestión operacional en todos los segmentos de negocio y un mejor escenario de precios. La variación en el capital de trabajo por 3 billones de pesos estuvo asociada, principalmente, a la acumulación de cuentas por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, cuyo incremento en el 2018 fue de 1.6 billones de pesos. El flujo de inversión muestra una salida de recursos por 8.5 billones de pesos, la cual se explica,





en gran medida, por las mayores inversiones de Capex, principalmente en los campus Castilla, La Cira, Rubiales, Chichimene, campus de Ecopetrol América y Hocol, entre otros. El flujo de financiación presentó una salida de recursos por 15.8 billones de pesos, donde se destaca: 4.4 billones por el pago de los dividendos a nuestros accionistas y a los accionistas minoritarios de las subsidiarias del segmento de transporte, y el giro de recursos por 11.4 billones para el servicio de la deuda y prepagos mencionados anteriormente. La caja final de 14.5 billones de pesos comprende recursos en efectivo y equivalentes por 6.3 billones de pesos y portafolio de inversiones de corto y largo plazo por 8.2 billones de pesos.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver el comportamiento de las inversiones. Durante 2018 las inversiones acumuladas del Grupo Ecopetrol ascendieron a 2.9 billones de dólares, 32% más que en el 2017, en línea con nuestro enfoque de asegurar el crecimiento y la sostenibilidad futura de la compañía. La apreciación de la tasa de cambio acentuada durante el cuarto trimestre del año significó un menor costo en dólares de la actividad ejecutada en pesos, equivalente a 87 millones de dólares. Al normalizar la tasa de cambio establecida en el plan de inversiones, hubiéramos alcanzado una inversión equivalente a 3 billones de dólares, en línea con la meta indicada en los resultados del segundo trimestre. El 73% de las inversiones totales se destinaron para actividades de crecimiento y el 27% para continuidad operativa, en línea con el resultado de aumento en reservas y producción del año. Las mayores inversiones de crecimiento apalancaron la producción incremental de 51,000 barriles de petróleo equivalente por día durante el año, y 54% de la adición de reserva gracias a la ejecución de proyectos de desarrollo y recobro. El aumento de actividad se reflejó en la perforación de 579 pozos de desarrollo, lo cual representó un incremento del 18% frente a lo registrado en 2017; así mismo, durante 2018 se realizaron inversiones concentradas en el despliegue de mayor actividad exploratoria y presencia en bloques internacionales, en línea con la estrategia de diversificar y robustecer nuestro portafolio de activos exploratorios.

Finalmente, quiero destacar que durante el 2018 alcanzamos eficiencias operativas por 242 millones de dólares, que también se reflejaron en la menor ejecución de Capex. Paso ahora la palabra al presidente para sus conclusiones finales.

**Felipe Bayón:** Muchas gracias, Jaime. Me siento satisfecho con los resultados financieros y operacionales del año. Demostramos estabilidad operativa, crecimiento en las reservas y la producción, y una gran fortaleza financiera. Hemos cumplido con la promesa de valor que entregamos al mercado en nuestra estrategia 20-20, lo cual es ahora la base para compartirles la actualización de nuestro Plan de Negocios 2019-2021. Este plan se apoya en los mismos ejes rectores de generación de valor: disciplina de capital, protección de la caja y eficiencias, y crecimiento de reservas y producción. Adicionalmente, capturamos el beneficio de ser una compañía integrada y tener una posición incumbente sólida en Colombia, dándole sostenibilidad a nuestro negocio.

El crecimiento de reservas y producción estaría direccionado por cuatro palancas principales: mejor recobro de los campos actuales, exploración en Colombia, internacionalización, que comprende, pues, ambas cosas, negocios orgánicos e inorgánicos; y el desarrollo del potencia de los yacimientos no convencionales. Finalmente, para movilizar estas palancas estratégicas, tendremos, principalmente, seis habilitadores: la transformación comercial; la estrategia de desarrollo de gas natural; la transformación digital y tecnológica del Grupo; la



nueva ola de eficiencias; las iniciativas de medio ambiente, manejo social y gobierno corporativo; y por último, la transición energética.

Pasemos ahora a la siguiente lámina para ver los objetivos del plan. La producción del Grupo estará en un rango entre los 750,000 y 770,000 barriles de petróleo equivalente por día en el 2021, y esperamos reemplazar el 100% de las reservas consumidas sin tener en cuenta el efecto precio. Los volúmenes transportados permanecerán relativamente estables y esperamos continuar con la senda de maximización de la carga del sistema de refinación.

En línea con nuestro objetivo de crecimiento rentable, tendremos un ROACE superior al 11%; finalmente, sostendremos una sólida generación de caja y métricas de endeudamiento robustas que protejan el grado de inversión del Grupo Ecopetrol. Con esto, abro la sesión de preguntas y respuestas. Muchas gracias.

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

Tenemos una pregunta de Bruno Montanari, de Morgan Stanley. ¿Puede iniciar su pregunta?

Bruno, ¿puede iniciar su pregunta?

**Bruno Montanari:** Ah, gracias por la oportunidad. Mi pregunta es sobre el plan de negocios. En el plan anterior, la empresa proyectaba un nivel de producción similar, pero con un año de antelación y un precio de crudo de más o menos 15 dólares más bajo, ¿no?, de 50 por barril. ¿Ahora no deberíamos esperar un nivel de producción mayor en 2021, dado que la empresa está ahora trabajando con una proyección de precios mayor? Gracias.

**Felipe Bayón:** Bruno, buenos días y gracias por la pregunta. Efectivamente, nosotros dimos indicativamente algunos niveles de producción con anterioridad cuando la realidad de precios era un poco diferente. Nosotros, hoy, como lo hemos mencionado en el reporte de ayer, estamos viendo que el rango de producción va a estar entre 750 y 770, sin embargo, quiero resaltar un par de cosas: uno, efectivamente terminamos el año pasado con un nivel de producción bien importante, 733,000; para este año hemos dicho que queremos estar entre 720 y 730, y nosotros estamos estimando un crecimiento de alrededor de 3% hacia adelante. Si uno pudiera mirar hacia adelante, y nuevamente de referencia, este año 720-730; en el 2020, 740-760, que está en el rango precisamente que tú estabas mencionando; y en el 2021, estamos viendo 750-770. Y esto, pues, acordémonos que no tiene impacto considerado de temas inorgánicos, no tiene considerado impacto de no convencionales, entonces esto es parte de lo que llamamos *business as usual*, pero creemos que son cifras no solo con las que estamos cómodos, sino son cifras absolutamente alcanzables.

**Operadora:** Nuestras próxima pregunta es de Ricardo Sandoval, de Davivienda Corredores. ¿Puede iniciar su pregunta?

**Ricardo Sandoval:** Muchas gracias por la llamada. A mí me gustaría preguntar dos cosas. Y la primera es si nos pueden dar de pronto un poquito más de color en el porqué se



incrementaron tanto los gastos administrativos para el cuarto trimestre, pues en términos trimestrales y anuales se duplicaron. Y lo segundo es también si nos pueden explicar un poco más el racional del *impairment* en refinación y específicamente en Reficar, dado que el año pasado observábamos una reversión de 1.08 billones de pesos y este año un *impairment* de menos, 848,000 millones, y prácticamente, no sé, como por razones similares. Entonces sí me gustaría tener de pronto un poco más de color sobre estas dos cosas. Y, bueno, la tercera pregunta es, ¿qué tasa efectiva de impuestos podríamos esperar para Ecopetrol en el año 2019?, dado que la caída del año 2018 fue de 43 a 37, ¿podríamos estar esperando una alrededor del 35? Gracias.

**Jaime Caballero:** Ricardo, es Jaime Caballero. Gracias por la pregunta. Comencemos con el tema de *impairment* en refinación y especialmente en Reficar. Aquí el contexto importante es que este es un proceso anual que está regido por una normatividad contable, y es algo que vamos a estar haciendo todos los años, ¿sí? Y en esa medida, lo que trata el ejercicio es de dar una apreciación en un momento en el tiempo del valor razonable de los activos. En esa medida, cuando revisamos a Reficar este año, hay un cambio en la tasa de descuento, que es un factor importante en la valoración; la tasa de descuento cambia en función del aumento de las tasas en Estados Unidos, es un elemento completamente exógeno y tiene un impacto importante en un activo como este, porque tú tienes unos **activos (41:21)** a largo plazo que están descontando, y cualquier variación en tiempos básicos se va a ver reflejado en esa valoración.

Si miras el segundo efecto, es un efecto principal, hay un segundo efecto que es asociado a la perspectiva que hay en un momento en el tiempo alrededor de los márgenes de refinación, eso es un tema de mercado, va cambiando como va cambiando el mercado. Y aquí lo que vimos alrededor de Reficar es que, como hemos comentado antes, Marpol es un factor importante en la perspectiva de márgenes hacia adelante. El consenso en el mercado, el consenso en las proyecciones es que Marpol va a ser muy bueno para refinación, va a ser algo muy positivo para Reficar; debemos esperar que los márgenes de Reficar sean apalancados por ese movimiento de mercado, pero sí notamos que ha habido un poquito de ajuste en esa vista de mercado alrededor de qué tan pronunciado va a ser el efecto en el 2020 y en el 2021. Entonces se va a dar un efecto muy importante, pero quizás no tan importante como lo teníamos... o como lo veía el mercado hace un año. Aquí también hay que recordar que estas proyecciones de márgenes las hacemos a través de terceros. Entonces eso es lo que sucede con Reficar, yo creo que la vista que tenemos hacia adelante es una vista positiva en el sentido que entre más nos acercamos al 2020 y a los eventos de Marpol, pues el nivel de incertidumbre se reduce, y en esa línea vemos la perspectiva sobre ese negocio.

Hablando del segundo tema, gastos administrativos, lo que vemos alrededor de gastos administrativos está muy ligado al incremento en la actividad del Grupo. Hace unos trimestres les comentamos que estábamos anticipando un *ramp-up* de actividad, ese *ramp-up* ustedes lo están viendo en este momento. Es claro que el nivel de actividad dentro del grupo está aumentando a lo largo de todos los segmentos, y eso tiene implicaciones en los gastos administrativos, particularmente en materia de personal, porque hemos aumentado la planta de personal para asegurar que ese crecimiento esté bajo control y que se entregue, y que mejoremos nuestra ejecución paulatinamente. Ese es el principal efecto que estamos viendo en gastos administrativos.



Por último, pero no menos importante, en cuanto a la tasa efectiva de tributación, efectivamente en el pasado les habíamos dado un rango, habíamos hablado de estar entre 35% y 38%; lo que estamos viendo para el 2019 es mantenernos en ese rango.

**Ricardo Sandoval:** Perfecto. Muchas gracias.

**Operadora:** Tenemos una pregunta de Andrés Duarte, de Corficolombiana. ¿Puede iniciar su pregunta?

**Andrés Duarte:** Gracias. Buenos días, felicitaciones por los resultados, especialmente por el Ebitda. Tengo dos preguntas. La primera está relacionada con el recobro mejorado y su impacto en las reservas. ¿Qué porcentaje de la producción actual y en qué porcentaje de los pozos actuales va a haber nuevos pilotos de recobro mejorado?, como para tener una expectativa de futuros incrementos en reservas, relacionados con ese recobro mejorado. Esa es la primera pregunta.

Y la segunda pregunta. Sí, la segunda pregunta tenía que ver con... fue un comentario en relación a la indemnización que se le está pidiendo a Ocesa. Quiero saber si esto lo ven como un hecho aislado y puntual, ¿o cómo lo ven de cara a una situación de orden pública que no esté bajo control? Muchas gracias.

**Felipe Bayón:** Andrés, muchas gracias. Felipe. Voy a hablar un poco del tema de recobro, dar un contexto, y después le voy a pedir a Rafael Guzmán que nos ayude con más detalle. En términos de recobro, yo creo que es importante, primero, pensar que durante la época de crisis, 14, 15 y 16, una decisión estratégica que tomó la compañía fue la de no suspender las inversiones en los programas piloto. Y yo creo que hoy estamos viendo lo acertado que fue esa decisión. En particular, en términos de cuál es la contribución, el reporte de los más de 300 millones de barriles que nosotros incorporamos el año pasado, 129 millones de barriles, lo decía Rafael ahora cuando presentaba el programa de recobro, pues 129 millones de barriles vienen precisamente de esos programas de recobro, o sea que creo que es muy importante desde el punto de vista de número, muy importante desde el punto de vista, pues, que es el valor más alto que hemos tenido en la historia. Y de hecho, un poco más del 23%, alrededor del 23% de la producción viene de programas de recobro.

Le voy a pedir a Rafael que nos cuente un poco más en detalle cómo siguen los programas de recobro y qué podemos esperar hacia adelante. Y después, le voy a pedir a Alberto Consuegra que nos hable sobre la indemnización que se está pidiendo a la compañía Ocesa. Rafa.

**Rafael Guzmán:** Andrés, buenos días. Nosotros, desde hace algún tiempo, hemos venido indicando que el programa de incremento al sector de recobro iba a contribuir significativamente al crecimiento de reservas de Ecopetrol, y pues este año tenemos el agrado de poder mostrar esos resultados. Tenemos... está llegando hacia futuro, yo dividiría de pronto la discusión en dos tipos de campus, hay algunos campus donde tiene un recobro mejorado que lleva varios años de implementación, como La Cira Infantas, que nos da una adición de reservas continua. Pero tenemos otros campus donde apenas iniciamos a incluir



reserva, como son los campus de Chichimene, Castilla y Teca; las reservas que adicionamos este año es apenas el comienzo de las reservas que vendrán por recobro. Entonces, en línea con eso, hacia el futuro lo que vamos a ver es una mayor participación o una posición cada vez más importante del programa de recobro en este incremento de reservas. Esto, si no tenemos, si no incluimos los campus que vendrán obviamente de exploración, que serán inicialmente desarrollados por recobro primario. Entonces la contribución continúa y cada vez será, se espera sea mayor.

**Andrés Duarte:** Okay.

**Alberto Consuegra:** Buenos días, Andrés. Con referencia a tu pregunta sobre el caso de Ocesa, pues vale la pena anotar que se trata de un fallo emitido por la Corte Suprema sobre el caso de Machuca. En el fallo, Ocesa está condenado a pagar la suma de 9,400 millones de pesos, pero consideramos que es un hecho aislado en este momento; por supuesto, vamos a estar monitoreando qué acciones podemos tomar para asegurar que esto no se replica en el resto de los sistemas de oleoductos que tenemos en el país.

**Andrés Duarte:** Okay, muchas gracias.

**Operadora:** Tenemos una pregunta de Daniel Guardiola, de BTG. ¿Puede iniciar con su pregunta?

**Daniel Guardiola:** Buenos días. Yo tengo un par de preguntas, una sobre la estrategia 2021 y la otra sobre *M&A*. Sobre la estrategia me gustaría saber si nos podrían dar más detalles de cuáles van a ser las palancas, especialmente en los campus maduros, para poder llegar, digamos, a estos objetivos de producción 2021, teniendo en cuenta que son campus maduros que están declinando. Y, digamos, me gustaría entender un poco eso y qué porcentaje debería tener el incremento de producción campus nuevos de exploración. En esta pregunta también, con respecto a la estrategia, me gustaría saber, para ustedes, ¿cuáles son los principales riesgos en la ejecución de este incremento del Capex?

Y por otro lado en *M&A*, me gustaría saber si nos pueden dar una actualización sobre la estrategia de *M&A*, en qué va, racional, y cuándo podríamos esperar algo. Muchas gracias.

**Felipe Bayón:** Buenos días. Felipe. Pues varias cosas, si nosotros miramos en el plan 2019-2021, la participación o el peso que tienen precisamente esos campus, que podemos llamar *core*, digamos, pues hay un montón de cosas que estamos haciendo. Uno, nosotros, pues, volver a entender esos yacimientos. ¿Qué quiere decir? Reinterpretar los yacimientos, tener nueva información, y esto va asociado a algo que en la industria conocemos como tener los planes de desarrollo de esos campus actualizados. Y esa es esa hoja de ruta o el plan de vuelo para cada uno de los campus. Segundo, nosotros, desde hace ya algunos años, estamos haciendo inversiones importantes en lo que llamamos pozos de estudio, pozos de avanzada, pozos de delimitación, que tienen un objetivo doble; uno podría tener producción de esos pozos, pero claramente el objetivo primario es entender el yacimiento, en dónde tengo mis contactos de agua o crudo, qué tan extensos son, si tengo compartimentos, cómo son los regímenes de presión. Y hemos hecho un esfuerzo muy grande para que esa información sea utilizada en la toma de decisiones. Eso va acompañado también, por ejemplo, de la





adquisición de sísmica nueva. Importante que la sísmica que tenemos, que fue disparada hace algunos años en algunos campos del país solo 2D, sea sísmica de última tecnología. Y también hemos, en ese sentido, hecho grandes esfuerzos desde el área digital para poder tener una reinterpretación más rápida y que nuestros técnicos, nuestros geólogos, nuestros geofísicos tengan todas las herramientas. Entonces es un tema de adquisición y reprocesamiento.

Y también pensemos en algo que nos ha estado dando muy buen resultado, y es el poder tener lo que llamamos *near field*, y esos campos buscarles extensiones naturales de los campos a través de exploración, pero son campos o descubrimientos que podríamos poner en producción muy rápidamente. ¿Esto qué quiere decir? El año pasado, y lo mencionaba Jorge hace un momento, alrededor de unos 3,500 barriles en varios descubrimientos, pues pudimos producir... ¿Qué hacemos? Perforamos, descubrimos y rápidamente conectamos estos hidrocarburos, crudo y gas, en los sistemas de producción.

Entonces, pues vamos a seguir un poco como en esa línea. Pero pensemos también, adicionalmente, y esto lo mencionaba un poco Rafael hace un momento, y es que toda esta información nos permite pensar en crecer el aceite original in-situ, nos permite pensar que si hoy vemos alrededor de 55 billones de barriles de aceite original, digamos que sería, si uno recuperara el 100%, nosotros vemos que esto puede tener un crecimiento importante de aquí al 2020-2021. Entonces, seguir en la senda de recuperación. Entonces, yo creo que hay varias cosas que estamos viendo. Pero ¿claramente qué quisiéramos ver? Que exploración tenga una participación mayor, hacer inversiones adicionales en exploración; creemos que todavía hay muchísimo potencial, no solo desde el punto de vista de lo que llamamos territorio continental o *onshore*, desde el punto de vista del *offshore* también, donde iremos a buscar líquidos más adelante, y también desde el punto de vista de los no convencionales. Entonces, digamos que ese es... a la primera pregunta.

En términos de los riesgos para la implementación del Capex al 2020-2021. Si nosotros miramos el último trimestre del año pasado, la ejecución de Capex fue muy muy buena. Y pensemos que lo que hay que estar uno monitoreando, lo que tiene uno que tener controlado más que el Capex, es el nivel de actividad; el Capex será el resultado del nivel de actividad. Entonces, es poner el énfasis, precisamente, en el número de taladros, la movilización, la desmovilización, cuántos taladros tengo en una zona, están los equipos o no en el país, los servicios, cómo van los proyectos. Pensémosnos que hace apenas un poco más de dos años y medio reorganizamos todo el grupo de ingeniería y de proyectos, y hoy está funcionando realmente muy bien. Entonces, yo creo que podremos tener algunos riesgos externos, todavía hay algunas zonas, en particular en frontera, donde tenemos algunos problemas de seguridad, pero nosotros nos sentimos bastante cómodos con la ejecución. Pensemos, de hecho, que el año pasado cerramos en 2.9 billones de dólares, y esto, pues, si uno pudiera normalizar, digámoslo de alguna manera, habría que incluirle casi, pues, más de 200 millones entre ahorros y cosas que logramos no tener que desembolsar, o sea, ejecutamos el equivalente de 3.1, 3.2 billones, y pues, efectivamente, solo hubo desembolsos de 2.9. O sea que estamos muy contentos en ese sentido, pero pues siempre tenemos que estar pendientes, precisamente, de la maduración de los proyectos y de la ejecución en campo.



Y lo último, en términos de la estrategia de M&A. Yo empezaría diciendo, uno, que es un tema del cual hemos hablado ya por algún tiempo; dos, hemos logrado fortalecer sustancialmente nuestra capacidad interna para hacer los análisis requeridos, y de hecho hemos podido analizar un montón de oportunidades y seguimos analizando un montón de oportunidades. Aquí lo importante es que esas oportunidades estén estratégicamente alineadas con lo que la compañía quiere hacer, y en el momento apropiado traeremos las oportunidades a todo el proceso de aprobación y las estaremos comunicando. O sea, más que decir: tiene que ser para una fecha específica, yo creo que lo que pensamos es que tiene que ser la oportunidad correcta, en el momento correcto.

**Daniel Guardiola:** Muchas gracias, Felipe.

**Operadora:** Tenemos una pregunta de Diego Buitrago, de Bancolombia. ¿Puede iniciar su pregunta?

**Diego Buitrago:** Buenos días, gracias por la presentación. Un par de preguntas. La primera tiene que ver con la Refinería de Cartagena. Vimos cómo en promedio la carga de la Refinería se ubicó por encima de la capacidad establecida de 150,000 barriles de petróleo día, ¿han pensado en incrementar la capacidad o en cuánto podemos esperar que se estabilice la carga?

Y la segunda es relativa con el tema del incremento que hubo en volúmenes de compras y de importaciones en el cuarto trimestre. Quisiéramos saber si fue más un tema de coyuntura y poder entender qué fue lo que sucedió con ese aumento para que la compañía tuviera que haber recurrido a mayores compras. Gracias.

**Felipe Bayón:** Gracias, Diego. Gracias por la pregunta. Bueno, en términos de la carga, efectivamente estuvimos en 152,000, un poquito por encima de 151,000, eso quiere decir que hubo días que estuvimos bastante por encima, otros días estuvimos un poco por debajo, pero definitivamente la Refinería, desde el punto de vista operativo, está funcionando muy bien. ¿Qué hemos pensado hacia adelante? Y ahorita le voy a pedir a Tomás Hernández que nos cuente sobre esos planes hacia adelante. Voy a dar simplemente un contexto. Y también que nos cuente sobre el tema de *fuel oil*. Y en particular, ustedes saben que la Refinería de Cartagena tiene unos equipos que son unos equipos originales de la Refinería, en particular, hay un sistema de crudo, una torre de crudo, y lo que hemos venido trabajando al interior de la compañía es en todo el proceso de maduración, desde el punto de vistas de ingeniería, diseño, de concepto y, obviamente, desde el punto de vista económico, para analizar la oportunidad de que estos equipos originales de la Refinería se conecten con Reficar, con la refinería nueva de Cartagena. Entonces estamos trabajando en esa dirección, vamos avanzando bastante bien, pero le voy a pedir a Tomás que nos hable un poco más del tema de capacidad adicional y nos hable del tema de *fuel oil*. Tomás.

**Tomás Hernández:** Bien. Sí. Gracias por la pregunta, Diego. Para recordarles, Reficar está, obviamente, en el periodo de optimización, eso quiere decir que, si se acuerdan, hicimos unas pruebas de desempeño el año antepasado, hemos estado en el proceso de estabilización y buscando el óptimo de carga hacia los 165,000 barriles día. Eso es una combinación de búsqueda de los crudos apropiados y que haya un desembotellamiento de algunas plantas para asegurar la sostenibilidad de esa corrida a 165,000. Ahora, en un año siempre hay una



variable en lo que es las paradas que ocurren en el año, que son programadas, y obviamente hay un rango de operación, entonces hemos dicho que vamos a estar entre 150,000 y 165,000 barriles día, en búsqueda de los crudos adecuados y, obviamente, el punto dulce de la operación de la Refinería. Ha habido mucho trabajo en lo que es optimización del margen, corrientes internas, sinergias entre las refinerías que apuntan, obviamente, a maximizar la carga, pero maximizarla rentablemente, obviamente con margen y Ebitda adecuado. Pero mucho esfuerzo en eso, 151,000 barriles, fue un año espectacular en realidad, se estableció un récord en disponibilidad operacional en Reficar y en refinación, un año muy bueno en lo que es la operatividad. El cuarto Q fue afectado, tuvimos una falla eléctrica que nos afectó por seis días y nos afectó la carga un poco, cerca de los 151,000 barriles, pudo haber sido un poquito más alto si no hubiera sido por la falla eléctrica. Pero básicamente es un enfoque prioritario en esas iniciativas de margen, que obviamente nos ayudan también a ver el punto dulce de las plantas y maximizar la carga hacia 165,000 barriles día.

**Operadora:** Tenemos una pregunta de Miguel Ospina, de Compass Group. ¿Puede iniciar su pregunta?

**Miguel Ospina:** Hola. Sí, muchas gracias por la presentación de resultados. Tengo dos preguntas. La primera de ellas es, en la medida que recuperación secundaria y terciaria siga aumentando participación sobre el total de producción, quisiera entender esto qué impacto va a tener para el *lifting cost*, ¿qué tanto más les cuesta por tener este tipo de producción?

Y lo otro es actividad que tienen planeada en pozos de desarrollo para el 2019, ¿cuál va a ser, cuál fue la actividad en el 2018? ¿Qué me podrían comentar ahí? Muchas gracias.

**Rafael Guzmán:** Miguel, buenos días. Gracias por la pregunta. En cuanto al costo del levantamiento en los procesos de recobro, tal vez es algo similar a lo que ya había dicho anteriormente. Tenemos unos campos en donde el recobro secundario y terciario ya es la norma; estos campos incluyen, por ejemplo, inyección de agua en Casabe, Yarigui, La Cira Infantas. Y en estos campos lo que hemos visto es que se ha tenido un costo de levantamiento estabilizado, pues ya la operación está estable. También se incluyen en estos tipos de campos, los campos que están en el piedemonte: Cusiana, Cupiagua y Floreña y demás, que producen gracias a la inyección terciaria por gas miscible. Y estos costos, pues no vemos ningún incremento. En otros campos donde estamos iniciando el recobro, que son, por ejemplo, Castilla y Chichimene, ahí estamos haciendo inyección de agua. Y, en realidad, estos campos ya venían con una producción de agua y la necesidad de disponer de agua inyectándola en algún lugar del campo. Y lo que estamos haciendo es, la misma inyección la estamos haciendo ahora en sitios del campo donde nos dan un recobro adicional. ¿Esto qué quiere decir? Que en realidad, también, el incremento del costo de levantamiento por la inyección de agua en sí no es mayor. Hay otros campos, por ejemplo Teca, donde estamos recuperando crudo con inyección continua de vapor, y en estos campos sí se ve un incremento significativo, dado que tenemos que generar la energía eléctrica necesaria para convertir agua en vapor e inyectarla. Pero si vemos, entonces, el panorama completo, no, no esperamos un gran incremento en costos de levantamiento, dado los programas de inyecciones de agua y demás. Esto en cuanto a la primera pregunta.



Para la segunda pregunta, tal como lo presentamos, nosotros hemos continuamente adicionado taladros de perforación. Esta mayor actividad pues es, en parte, lo que nos ayuda a incrementar la producción y también las reservas. Para el año 2019, tenemos planeado nosotros, y los pozos que perforamos con nuestros socios, alcanzar un número de 640 pozos de desarrollo, que, como se puede ver, pues fue un incremento continuo al año 2017, 2018 hacia el 2019.

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

Tenemos una pregunta de Jairo Lastra, de Lastra Capital Management. ¿Puede iniciar su pregunta?

**Jairo Lastra:** Buenos días a todos y felicitaciones por los resultados y gracias por la conferencia. Tengo un par de preguntas. La primera acerca de la valoración de Reficar, que dada la respuesta que le dieron a Corredores Asociados, supongo que es una valoración por descuento de flujo de caja. Quería saber si es un externo quien hace la valoración y si es el mismo el que la hizo al cierre del 2018 frente al 2017. Teniendo en cuenta que sí es verdad que la tasa de tesoro subió, pero, digamos, el *Credit Default Swap* de Colombia también se redujo en ese mismo periodo.

Y la segunda, en relación al dividendo. Digamos, en estos últimos años, Ecopetrol adoptó una política de reparto de dividendos no superior al 60%. Quería saber la razón por la cual proponen un dividendo extraordinario diferente a lo que fue el dividendo extraordinario de años anteriores. Gracias.

**Jaime Caballero:** Jairo, Jaime Caballero aquí. En relación a la valoración de Reficar, básicamente la valoración es una valoración que se hace internamente con *input* de externos donde es apropiado, esos *inputs* de externos, y en este caso en particular variables claves como precios y tasa de descuento, precios son suministrados por externos; no ha cambiado quien ha suministrado eso, han sido los mismos proveedores de los últimos tres, cuatro años, de hecho, entonces es consistente. Y en cuanto al cálculo de la tasa de descuento, ahí hay varios factores involucrados en ese cálculo, y es un cálculo que sigue exactamente la misma metodología que se ha utilizado durante los últimos tres años, y que hace parte de nuestro sistema de control interno y es auditada por el revisor fiscal. Esencialmente, eso es lo que te puedo decir alrededor de lo que motiva eso. Lógicamente, como parte del ejercicio de valor razonable, también se hacen comparativos con... de comparables, se ponen puntos de evolución de mercado y estaba siguiendo exactamente la misma metodología que se ha venido utilizando durante los últimos tres años. O sea que aquí no hay cambios metodológicos, no hay cambios de proveedores, son simplemente... reflejar coyunturas de mercado por un lado. Y también, por otro lado, creo que también es muy importante decirlo, estos efectos de mercado también compensados de ninguna manera por el desempeño operacional de Reficar, que está excediendo las expectativas de los modelos de años pasados. Eso también es importante mencionarlo. Entonces, el efecto neto que ustedes están viendo como gasto/deterioro, realmente, si simplemente se considera tasa de descuento y se consideran proyecciones de márgenes, podría ser mayor, pero está siendo compensado por el



desempeño operativo que tiene la Refinería y por todas las optimizaciones que se han venido haciendo durante el último año en materia de costos y gastos.

**Felipe Bayón:** Sí, Jairo, en términos de dividendo. Soy Felipe. Pues varias cosas, yo creo, uno, pues nosotros presentamos una propuesta de proyecto distribución de utilidades para el 2018; recordemos que es la Asamblea General de Accionistas, el 29 de marzo, la que toma una decisión definitiva en este sentido. Pero hay varias cosas, hay una política de dividendos en donde está entre el 40% y el 60% de la utilidad. Y en ese sentido, pues la recomendación de hacer una distribución de dividendo ordinario del 60%. Sin embargo, yo creo que hay unos factores adicionales que es bueno considerar: uno, el desempeño financiero de la compañía; dos, sobrecumplimiento de metas; tres, hay una muy sólida y robusta posición de caja para el cierre del año pasado.

Y todo esto pues hace pensar que es posible un dividendo extraordinario por una sola vez del 20%. Nosotros consideramos, uno, que es un nivel razonable; dos, que la compañía tiene una posición financiera muy sólida; y tres, que hay definitivamente una caja disponible. Si nosotros miramos el plan que teníamos al 20-20, esperábamos estar por debajo de los 5 billones, estoy hablando en dólares, y estamos por encima de 7 billones de dólares. O sea, hemos llegado a algunas de esas metas de manera anticipada, y eso es importante. Y hay un tema adicional, pensemos que en el año 2015, cuando la compañía no dio utilidades, perdimos 4 billones de pesos; los accionistas no recibieron un dividendo. Y en ese sentido, hemos dicho: “Los accionistas han acompañado a Ecopetrol en las épocas buenas, en las épocas menos buenas”, y es importante en este momento, la compañía ha salido muy bien y muy fortalecida de esta crisis complicada, pues, nuevamente pensamos que es un proyecto que es razonable, que es oportuno y, por las razones que expresé, pues no va en contra de la salud, de la fortaleza financiera del Grupo Ecopetrol.

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

**Felipe Bayón:** Bueno, pues muchas gracias nuevamente, muchas gracias a los participantes de la llamada; como siempre, cada trimestre, por estar pendientes de la compañía; por su retroalimentación. De hecho, los reportes que ustedes hacen los atesoramos, son una información muy valiosa que nos permite, uno, entender ese lente por el cual ustedes están viendo la compañía y también algunas cosas con las cuales tenemos que seguir trabajando. Muy complacido con los resultados. Creo que la compañía, como lo decía hace un momento, sale fortalecida de una crisis difícil, está mostrando unos resultados buenos que son, también, yo creo que buenos para los accionistas y buenos para el país. Nuevamente, muchas gracias por su participación y que tengan un muy buen día.

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