



## LLAMADA DE RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS GRUPO ECOPETROL 3T 2017

**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 tercer trimestre de 2017. 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 María Fernanda Suárez, vicepresidente corporativa de Estrategias y Finanzas; Max Torres, vicepresidente de Exploración; Héctor Manosalva, vicepresidente de Desarrollo y Producción; Pedro Manrique, vicepresidente Comercial y de Mercadeo; Luisa Lafaurie, presidente de Cenit; Tomás Hernández, vicepresidente de Refinación y Procesos; Rafael Guzmán, vicepresidente Técnico; y Carlos Alberto Vargas, vicepresidente de Transformación.

Iniciaremos la presentación mostrando los principales logros del trimestre. Pasaremos luego a mostrar los hitos en cada segmento de negocio, los resultados financieros reportados bajo las normas internacionales de información financiera, y finalizaremos con las perspectivas para el resto del año y una sesión de preguntas y respuestas. Cedo ahora la palabra al señor Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol.

**Felipe Bayón:** María Catalina, muchas gracias. Doy la bienvenida a todos los que nos acompañan hoy en esta conferencia de resultados del tercer trimestre del año 2017. Me complace compartir con ustedes unos resultados trimestrales sólidos, son el reflejo de seguir con disciplina la estrategia corporativa. Hemos superado las metas iniciales y hoy tenemos una compañía fortalecida financieramente con altos estándares en su operación. La estrategia comercial del Grupo Empresarial continúa generando valor, lo cual se refleja en importantes beneficios económicos. Así mismo, la demanda del mercado por nuestros crudos nos ha permitido ser cada vez más competitivos en la región. El diferencial de la canasta de exportación para el tercer trimestre fue de -6 dólares por barril, el mejor de los últimos siete años y una disminución del 50% frente al dato registrado dos años atrás.

Tanto la evolución del precio de referencia Brent como la tasa de cambio nos han favorecido para tener una mayor generación de ingresos. Hemos logrado una operación segura, estable y rentable, incluso con algunos problemas de orden público, en particular en el oleoducto Caño Limón, Coveñas. Vamos, por favor, a la siguiente lámina para revisar algunos hechos relevantes del trimestre. En el acumulado del 2017, Ecopetrol reportó un resultado operativo y financiero muy superior frente al mismo período del año inmediatamente anterior. Estos resultados reflejan el éxito y constancia en: mejoras en la capacidad operativa y comercial,



mayor eficiencia y reducción de costos, foco en la disciplina de capital y mejores precios del crudo.

Cerramos el trimestre con una posición de caja de 12.8 billones de pesos, lo cual demuestra nuestra solidez financiera y nos permite continuar evaluando oportunidades de crecimiento inorgánico. Hemos logrado mantener nuestro margen Ebitda en 43%, uno de los más altos de la industria. La calificadora de riesgos Moody's subió la perspectiva de Ecopetrol a Estable y mantuvo su calificación en grado de inversión, reconocimiento los logros y la fortaleza financiera de la compañía. La utilidad neta acumulada del Grupo Empresarial ascendió a 3.2 billones de pesos y representa el doble de la registrada en todo el año 2016. La producción promedio durante el año ascendió a 715,000 barriles equivalentes por día, en meta con la línea de producción para el 2017.

Durante el tercer trimestre hemos tenido el mejor trimestre para la refinería de Cartagena, completando un 100% las pruebas unitarias y alcanzando un margen de refinación de dos dígitos que ascendió a 10.3 dólares por barril. En el segmento de transporte rompimos hitos operativos, al lograr transportar todo el crudo del país por un mismo corredor, gracias a la bidireccionalidad del oleoducto Bicentenario y la capacidad del sistema Oensa. Continuamos en nuestro propósito de afianzar la seguridad como uno de nuestros pilares en la operación. En este sentido, el índice de accidentalidad o Trif en lo corrido del año se ubica en 0.61 accidentes registrables por millón de horas/hombre trabajadas, una mejora de 38% frente al mismo período del año 2016.

Con el objetivo de alinear nuestras prácticas con el estándar mundial, obtuvimos la certificación OHSAS 18001 en Seguridad y Salud en el Trabajo, y la certificación ISO 14001 en Gestión Ambiental. Esto nos permite ratificar altos estándares HSE y ampliar nuestra competitividad en el mercado. La certificación será entregada a finales de noviembre. Ahora paso la palabra a Carlos Vargas, quien les hablará de los principales resultados en el programa de Eficiencias y Transformación.

**Carlos Vargas:** Muchas gracias, Felipe. El programa de Transformación de Ecopetrol continúa con la identificación, desarrollo y ejecución de iniciativas para lograr eficiencias que han permitido incorporar en el tercer trimestre del año 795,000 millones de pesos para una eficiencia acumulada de 1.41 billones de pesos. Las eficiencias se han logrado mediante la generación de ingresos, mejora de los márgenes, seguir optimizando el factor de dilución y la optimización del CAPEX de perforación, completamiento y facilidades. La generación de valor se enfoca en estrategias comerciales para mejorar el diferencial de venta de nuestros crudos y en madurar los proyectos más importantes del protocolo de inversión. Un aspecto a destacar es el comienzo de la iniciativa de comercialización directa de energía recientemente aprobada por nuestra Junta Directiva, así como la consolidación de la estrategia de energía del Grupo Empresarial. La estrategia está enfocada en eficiencia energética, optimización de los costos de energía y la reutilización o venta de excedentes de energía.

Finalmente, tenemos la meta de 10% de eficiencia en CAPEX para este año. Para esto nos hemos enfocado en dos temas: la mejora en los tiempos de perforación y completamiento y en el costo de facilidades. Esto ha permitido una reducción del 19% en el costo por pozo y



en el 10% en el costo de construcción de facilidades. Ahora Max Torres hablará de Exploración.

**Max Torres:** Gracias, Carlos. En el tercer trimestre continuó la campaña exploratoria *offshore* con la perforación del Pozo Brama-1 en el bloque de Tayrona, operado por Petrobras y donde participaron como socios Ecopetrol, Repsol y Statoil. El pozo fue taponado y abandonado dado que no se encontró acumulación comercial de hidrocarburos. Comenzó la perforación del Pozo Molusco-1 en el bloque RC-9 en el *offshore* del Caribe colombiano, siendo uno de los hitos más importantes en la historia de Ecopetrol, puesto que es el primer pozo exploratorio *offshore* perforado directamente como operadores por medio de la subsidiaria Ecopetrol Costa Afuera S.A.S. (ECAS) en asocio con ONGC, el cual se espera finalizar en el último bimestre del año.

En el ámbito *offshore* internacional, una vez confirmada la presencia de hidrocarburos con la perforación del Pozo Warrior-2 operado por Anadarko en sociedad con Ecopetrol y localizado en el área de Green Canyon, Golfo de México, Estados Unidos, se procedió a realizar un *sidetrack*, el cual confirmó la presencia de hidrocarburos en las arenas del Mioceno y en este momento continúa la evaluación de los resultados del pozo y la estimación de los volúmenes asociados del descubrimiento del proyecto Warrior. El pozo fue taponado y abandonado.

El 26 de septiembre se suscribieron en la ciudad de México los respectivos contratos de los bloques Área 6 y Área 8, que le fueron adjudicados en junio pasado a Ecopetrol S.A. junto a su socio Pemex y Petronas para explorar y producir hidrocarburos en agua somera de México en desarrollo de la licitación CNH ronda dos 2016. Este nuevo hito en la historia de Ecopetrol se enmarca en la estrategia de fortalecer y diversificar las actividades de exploración y producción en Colombia y en el exterior, con el objetivo de incrementar la reserva de hidrocarburos.

Por otra parte, en *offshore* Colombia a finales de septiembre inició la perforación el Pozo Trogón-1, ubicado en el bloque CPO-9. Este pozo es operado por Ecopetrol en compañía de Repsol. Ecopetrol en asocio con la compañía Parex operador reentraron al Pozo Coyote-1 ubicado en el bloque De Mares. Actualmente en este pozo se realizan pruebas iniciales y actividades de cañoneo con estimulación hidráulica. HOCOL por su parte terminó la perforación del pozo Appraisal Bullerengue-3, ubicado en el bloque SSJ-1, operado por la compañía Lewis en sociedad con HOCOL. El pozo se taponó temporalmente e igualmente la filial HOCOL S.A. finalizó la perforación del pozo Bonifacio-1 localizado en el bloque LLA-65, el cual se encuentra en evaluación. Así mismo se inició la perforación del pozo Lunera-1 en el bloque VSM-9, la cual se estima finalizar en noviembre.

En cuanto a la ejecución de actividad sísmica, la filial finalizó las actividades de registro de los programas SN-8 y SN-18, con los cuales se adquirieron 518 kilómetros de sísmica 2D. Para el cuarto trimestre se espera finalizar los pozos en curso, entre ellos el pozo Molusco-1, e iniciará la perforación de siete pozos *offshore* adicionales Infanta de oriente 1, Venganza 45H, Landero-1, Pollera-1, Lorito-1, Búfalo-1 y Godric Norte 1.



En Brasil, por su parte, se planea la adquisición de un programa sísmico 3D en la cuenca Foz de Amazonas, y se evalúa la participación de Ecopetrol S.A. en la ronda 3. En Estados Unidos, se está a la espera de los resultados del lease sale 249. Estas actividades se enmarcan en la estrategia de fortalecer y diversificar las actividades de exploración en el exterior y responden al objetivo que nos hemos trazado de posicionar a Ecopetrol como una compañía panamericana.

Es importante resaltar que el corte de septiembre de 2017 comparado en el mismo período de 2016, el gasto exploratorio se encuentra en los mismos niveles de ejecución, pero con niveles superiores de inversión en el 2017. Esto demuestra eficiencia en el manejo de los recursos asignados a exploración. Ahora paso la palabra a Rafael Guzmán, quien les comentará sobre los resultados del segmento de Producción.

**Rafael Guzmán:** Gracias, Max. La producción acumulada del año asciende a 715,000 barriles de petróleo equivalente por día, y está en línea con la meta fijada para este año. A continuación, presentaremos los resultados obtenidos en el sostenimiento de la producción, tanto por inversión como por gastos operacionales. La reducción sostenida de costos de perforación ha permitido la continuación de las campañas en Castilla y Rubiales, permitiendo el mantenimiento de la producción en dichos campos tal como lo muestran las figuras de producción anexas.

La empresa ha logrado la reducción en tiempos de perforación de hasta el 46%, lo cual significa disminuciones de más del 50% del costo por pie perforado frente al 2014, tal como se ilustra en la diapositiva. La reducción del costo por pie de perforación del 2016 al 2017 ha sido cercana al 24%. No obstante, que hemos registrado aumentos en las tarifas de servicios y taladros de perforación entre el 10 y 25%. Esto demuestra que las reducciones son resilientes a un incremento de precios, como el que se ha observado en los últimos meses.

Adicionalmente, es importante destacar los esfuerzos que la empresa ha hecho para mantener los niveles de producción actuales a través de la mayor ejecución de trabajos de pozo por OPEX. Esto ha permitido mitigar la declaración de varios de nuestros activos sin necesidad de nuevas inversiones. Ejemplo de estos resultados se observa en las gráficas de producción de Apiay, Casabe y Tibú. Esta mayor ejecución ha sido posible gracias a las eficiencias estructurales obtenidas en nuestros gastos de operación. Parte de estos ahorros vienen de la reducción del índice de fallas de los sistemas de levantamiento de los pozos.

El índice de falla es la frecuencia con la que tenemos que realizar el reemplazo del sistema de levantamiento de un pozo, tal y como se evidencia en las gráficas actuales e indiferente del sistema de levantamiento utilizado, se han generado reducciones de este índice entre el 9 y el 22% desde el 2015. Esto se traduce en ahorros acumulados superiores a los 200 millardos de pesos. Por su parte, la siguiente diapositiva muestra que el programa de recobro continúa su maduración hacia una fase de expansión para aquellos pilotos que han terminado exitosamente su etapa de análisis. El objetivo es aumentar el aporte de la producción a través del recobro mejorado, que a la fecha ya representa un 13% de la producción total de Ecopetrol. Un ejemplo de lo anterior es el caso de uno de nuestros principales campos, Chichimene, el cual este año finaliza su fase de piloto con resultados en el rango alto de lo



planeado, e inicia su expansión en el 2018, buscando replicar los buenos resultados del piloto en la totalidad del yacimiento.

También continuamos con la ingeniería de detalle y los procesos de compras y contratación para la ejecución de la expansión del proyecto del recobro terciario con tecnologías de polímeros entrecruzados en el Campo Dina K. Se espera dar inicio a la perforación de los Pozos de Dina K en el cuarto trimestre del presente año. Por último, es importante destacar que debido a los resultados que viene obteniendo la empresa en materia de recobro, la Agencia Internacional de Energía (IEA) vinculó a Ecopetrol como miembro del grupo directivo en temas de recobro que lidera esta agencia. Este reconocimiento le brinda la oportunidad a Ecopetrol de seguir avanzando en la aplicación de tecnologías de recobro mediante el aprendizaje de experiencias de otros países. Doy paso ahora a Luisa Lafaurie, quien les comentará acerca de los resultados del segmento de Transporte.

**Luisa Lafaurie:** Gracias, Rafael. Buenos días. Al cierre del tercer trimestre del 2017, se mantienen unos positivos resultados del segmento de transporte cuando se comparan con el mismo período del año anterior, al lograr un Ebitda de 6 billones de pesos a pesar de experimentar una reducción en los volúmenes del orden del 5%. Esto como resultado de la ejecución del plan de eficiencias en el segmento. Al cierre del tercer trimestre del 2017, el cierre total transportado llegó a cerca de 1,086,000 barriles por día, equivalente a una reducción de 5% en comparación con el mismo período del año anterior, principalmente por menores volúmenes de crudo. El transporte de crudo por oleoducto presentó una disminución del 6.5% con respecto al mismo período del año anterior debido a menor producción.

Es de resaltar que gracias a la operación en dos direcciones del oleoducto Bicentenario, se ha podido continuar evacuando la producción de Caño Limón utilizando el corredor de Orensa. Del total transportado en oleoductos, aproximadamente 66% correspondió a producto propiedad de Ecopetrol. Por su parte, el volumen transportado por poliductos acumulado al tercer trimestre de 2017, tuvo un incremento del 2% en comparación con el 2016, debido fundamentalmente a la eliminación de restricciones en el sistema Pozos Colorados Galán y el crecimiento de la demanda que compensa el menor diluyente transportado. Aproximadamente 18% de los volúmenes transportados poliductos correspondió a productos propiedad de Ecopetrol.

Con respecto a los proyectos en curso, quisiera resaltar que continúa el transporte de crudos pesados con viscosidades de 600 cSt por el sistema de oleoductos desde Apiay hasta Coveñas. Se mantiene el bombeo de crudo para pruebas extendidas de estabilización operativa desde la estación San Fernando. Con esto, paso la palabra a Tomás Hernández, quien comentará sobre los resultados del *downstream*.

**Tomás Hernández:** Gracias, Luisa. Durante el tercer trimestre de 2017, la Refinería de Cartagena finalizó uno de los hitos más importantes en el proceso de estabilización de su operación: las pruebas individuales de desempeño de todas las unidades. Durante el último trimestre del año, iniciaremos la prueba global de desempeño que marca el final de la etapa final de estabilización de la refinería. En lo corrido del 2017, la Refinería de Cartagena ha incrementado el margen de manera sostenida, logrando en el tercer trimestre un resultado promedio de 10.3 dólares por barril, que representa un crecimiento del 34% frente al



resultado del trimestre inmediatamente anterior. La carga igualmente ha mostrado crecimiento trimestre a trimestre, alcanzando un promedio de 136,000 barriles por día en el tercer trimestre, frente a 120,000 barriles por día en el mismo período de 2016.

Por su parte, la Refinería de Barrancabermeja consolida su operación como una refinería eficiente y rentable. El margen del tercer trimestre fue de 14.6 dólares por barril, frente a 13.4 dólares por barril del tercer trimestre del año anterior, crecimiento soportado en la estabilidad de la operación y el buen desempeño de los márgenes internacionales.

Es importante resaltar, que tanto la carga como el factor de utilización de la refinería se ha visto afectado por una menor disponibilidad de crudos livianos en la dieta de crudos procesada.

Ahora le cedo la palabra a María Fernanda Suarez, quien comentara sobre los resultados financieros del periodo.

**María Fernanda Suárez** Gracias Thomas, Ecopetrol continúa demostrando los beneficios de ser una compañía integrada, la diversificación se refleja en una fortaleza financiera continua. En lo corrido del año 2017, los ingresos aumentaron 16% frente al mismo período de 2016. En el acumulado del año, la canasta de venta de crudos de exportación se fortaleció en 36%, equivalente a 12 dólares por barril, al pasar de 33.6 dólares por barril en 2016 a 45.6 dólares por barril en 2017. Este incremento está explicado por: En primer lugar, un aumento en el precio del Brent de cerca de 9.3 dólares por barril. Y en segundo lugar, y más importante aún, un mejor diferencial del descuento de canasta de exportación de crudo de Ecopetrol en cerca de 2.7 dólares por barril.

La capacidad del equipo comercial para llegar al cliente final y aprovechar oportunidades de mercado, redundó positivamente en los precios de nuestra canasta de crudo frente al Brent. Los mejores diferenciales de la canasta de importación y los precios internacionales de refinados impactaron positivamente los segmentos de upstream y downstream así como un mayor rendimiento a las refinerías en la producción de diesel y gasolina. Por su parte, el midstream siguió apalancando el resultado a pesar de registrar una leve disminución de sus ingresos frente a 2016, principalmente por el menor volumen de crudo nacional transportado por oleoducto.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver el comportamiento del Ebitda del Grupo Empresarial. El Grupo Empresarial incrementó su Ebitda en 28% frente a 2016, generando 17.3 billones de pesos en el acumulado del 2017. Nuestra fortaleza financiera y operativa nos permitió lograr un margen Ebitda de 43% de forma estable a lo largo del año. Con este resultado, Ecopetrol se mantiene como una de las empresas con mayor margen Ebitda entre las compañías pares de petróleo y gas. Para 2017, el mayor aporte al Ebitda proviene del segmento de exploración y producción. Este resultado está apalancado en una mejora de 3 dólares por barril en el descuento de precios de nuestra canasta de exportación de crudo frente al mismo período del 2016 y los mayores precios del crudo.

Los costos, por su parte, tuvieron un comportamiento asociado al aumento de actividades de mantenimiento y *workovers* en varios campos, obteniendo como resultado el cumplimiento



de la meta de producción con una menor declinación de la curva básica de producción. El Ebitda del segmento de refinación se mantuvo en comparación con el año anterior, pese al incremento en el costo de la materia prima explicado principalmente por la recuperación de los precios de los hidrocarburos. Se destaca un aporte importante de 60,000 millones de la Refinería de Cartagena a la generación del Ebitda, gracias a la producción de diesel y gasolina para abastecimiento del mercado interno. El segmento de transporte continuó siendo esencial para el buen desempeño financiero del Grupo Empresarial. Representa el 35% del Ebitda de la compañía y tiene un margen de 77%.

Vamos, por favor, a la siguiente lámina para ver la evolución de la utilidad neta. La utilidad neta acumulada a septiembre de 2017 duplicó los resultados obtenidos en todo el 2016, y logramos los márgenes operacional y neto más alto de los últimos dos años, muestra de nuestra eficiencia operativa. El costo de ventas, excluyendo la depreciación, creció 1.8 billones de pesos, principalmente por la recuperación de los precios internacionales, un mayor volumen de compras de crudo y el incremento en las actividades de mantenimiento y *workovers*. Los gastos operativos se redujeron cerca de 4 billones de pesos, reflejo de un menor gasto de impuesto a la riqueza y a la utilidad generada por la venta de campos menores en la ronda campos 2016.

La depreciación aumentó 800,000 millones de pesos, principalmente por el inicio de operación del Campo Gunflint en Ecopetrol América en agosto de 2016 y por la menor incorporación de reservas al cierre de 2016. Vale la pena mencionar que en el tercer trimestre de este año se incorporaron las reservas totales 1P en los campos *offshore* en la tasa de depreciación para reflejar una mejor relación entre el nivel de inversión y la vida útil de los activos. La diferencia, en cambio, tuvo una variación negativa de 1 billón de pesos. La tasa de cambio acumulada del año se reevaluó a un 2.1% y generó un gasto por diferencia en cambio dada la posición activa neta del Grupo Empresarial. En el mismo período del año anterior, el Grupo Empresarial tuvo una ganancia por diferencia en cambio dada la reevaluación del 8.6%, y se contaba para entonces con una posición pasiva en dólares, ambos sin impacto en la caja de la compañía.

El cambio de posición neta en dólares entre un período y otro, es resultado de la implementación de coberturas de inversión neta desde junio del 2016. El resultado financiero neto mejoró en 500,000 millones de pesos principalmente por menor gasto de intereses. El nivel de endeudamiento del Grupo Empresarial disminuyó 15% frente al 2016, fortaleciendo así la estructura de capital. La tasa efectiva de tributación fue de 53%. El mayor gasto de impuestos se genera producto de un mejor resultado financiero. Es importante mencionar que tanto los gastos operativos como la provisión de renta se vieron impactados por un gasto extraordinario de 160,000 millones de pesos fruto de una conciliación de gastos deducibles con la DIAN en el impuesto de renta de HOCOL. La utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol para 2017 fue 3.2 billones de pesos, más del doble que en todo el año 2016.

Vamos ahora a la siguiente lámina para ver el flujo de caja del Grupo Empresarial. Al finalizar septiembre, el Grupo Empresarial cuenta con una sólida liquidez de 12.8 billones, e incluye: Efectivo y equivalentes de efectivo e inversiones financieras de corto y largo plazo. El flujo operativo del trimestre fue de 4.7 billones de pesos, resultado de la eficiente gestión operativa del Grupo y la recuperación de los precios de los hidrocarburos. La inversión de



capital durante el trimestre alcanzó 1.4 billones, impulsada por la reactivación de la actividad en nuestros principales campos. El desplazamiento de inversiones de crecimiento para el año 2018 no afectará la meta de producción de 715,000 barriles de petróleo equivalente por día. Ecopetrol cumplirá su meta de producción como resultado de una menor declinación explicada por eficiencia y excelencia operativa a través de sus actividades de mantenimiento. Se debe resaltar la eficiencia alcanzada durante 2017 en costo de producción y desarrollo para este segmento.

El flujo de actividades de financiamiento ascendió a 700,000 millones de pesos, correspondientes en un 93% al pago de intereses y 7% a amortizaciones de capital. En octubre se culminó la venta de las acciones de la Empresa de Energía de Bogotá, cerrando con esta el ciclo de desinversiones financieras que entre 2015 y 2017 ascendieron a 1.8 billones de pesos. La fortaleza financiera del Grupo Empresarial se refleja en la mejora significativa de sus métricas de endeudamiento, en donde la deuda bruta de Ebitda se sitúa en 2.1 veces al cierre del tercer trimestre frente a 3.1 veces en el tercer trimestre de 2016. Esta fortaleza le permite a Ecopetrol avanzar en la senda de crecimiento orgánico y capturar potenciales opciones de crecimiento inorgánico. Paso ahora la palabra al presidente para sus conclusiones finales.

**Felipe Bayón:** María Fernanda, muchas gracias. Hemos logrado una operación segura, estable y rentable en todos los frentes. Esto fue posible gracias a la disciplina operativa y el cumplimiento de nuestras políticas de HSE, salud, seguridad y medio ambiente. Las perspectivas de cierre para 2017 estarán enfocadas, entre otros, en estos frentes: La prueba global de desempeño de la Refinería de Cartagena, completar la perforación de 17 pozos exploratorios, y en particular terminar la perforación del pozo Molusco en el mar colombiano, en el *offshore*, un hito para la compañía, pues será el primer pozo de esta naturaleza operado directamente por Ecopetrol. Mantener la producción de 715,000 barriles por días equivalentes, y sancionar varios de los pilotos de recobro mejorado para sus fases de expansión, y siempre mantendremos los altos estándares de HSE en nuestra operación.

Ecopetrol es una compañía enfocada en el crecimiento y el desarrollo del país, el cuidado de sus trabajadores y las comunidades en todos los rincones donde operamos, siempre buscando prosperidad compartida y operaciones seguras. Nuestro compromiso con el medio ambiente y con la generación de valor para nuestros accionistas, son pilares fundamentales en el objetivo de entregar resultados sobresalientes en el beneficio de la sostenibilidad de la compañía. Con esto, abro la sesión de preguntas y respuestas. Muchas gracias.

**Operador:** Muchas gracias. A partir de este momento comenzará la sesión de preguntas y respuestas. Si tiene una pregunta, por favor presione asterisco 1 en su teléfono. Si desea retirarse de la lista de espera, por favor digite la tecla numeral. Recuerde, si usted tiene una pregunta, por favor presione asterisco 1 en su teclado telefónico. En este momento tenemos una pregunta de Ricardo Sandoval, de la empresa Davivienda.

**Ricardo Sandoval:** Buenos días para todos. Felicitaciones por los resultados y yo tengo tres preguntas. La primera yo creo que es por la parte de exploración, y es que la campaña exploratoria que se planteaba la compañía 2016-2020, la meta es agregar 1,000 barriles de recursos contingentes para el 2020, teniendo en cuenta que pues para el 2017, digamos que



el éxito exploratorio es de tres pozos y para el 2016 de dos pozos. A mí me gustaría saber, ya que ya han corrido dos años, me gustaría saber si esa campaña de exploración terminara hoy, ¿cuántos serían los barriles que se podrían agregar a recursos contingentes con los resultados actuales de la campaña exploratoria?

La segunda pregunta es sobre refinación, y es, ya durante dos trimestres hemos observado una carga de 136,000 barriles en Reficar, y pues si eso, no estoy mal, representa un porcentaje de carga del 90% en esta refinería, y yo me preguntaba si ya podríamos esperar que este porcentaje de carga se mantenga o sea de pronto la guía de largo plazo en la Refinería de Cartagena.

Y la tercera pregunta es sobre producción y es que hace un año se exponía en el plan de negocios de la compañía, que, si el barril del Brent llegaba alrededor de los 70 dólares barril y se mantenía más o menos a ese precio, la producción de la compañía podía llegar a superar los 800,000 barriles, teniendo en cuenta pues que más barriles se hacían rentables. Sin embargo, en el marco fiscal del mediano plazo, el Gobierno Nacional pues expone un pronóstico de producción nacional en declinación, y adicionalmente pues también la declinación natural de los campos de Ecopetrol de pronto no me dejan llegar a pensar o llegar a creer que la producción de la compañía pudiese llegar a algo de los 800,000 barriles día, y quisiera de pronto algún tipo de aclaración sobre este punto. Muchas gracias.

**Felipe Bayón:** Ricardo, muy buenos días y muchas gracias por la pregunta. Voy a responder las preguntas y después le pido a los otros vicepresidentes que nos ayuden si necesitamos un detalle adicional. Empezando por exploración, nosotros tenemos en el plan de negocios 17/20 una meta de 1,000 millones de barriles contingentes. De hecho, entre el año pasado y este año, creo que tenemos un muy buen avance para esa meta. Creo que es importante en ese contexto, recordar que el año pasado hicimos una inversión de 250 millones de dólares en exploración, este año el presupuesto 652, vamos a estar al final de año entre 500 y 600 millones. Parte de eso, porque hemos movido unas actividades al próximo año, pero también porque hemos tenido eficiencia. Y, personalmente, creo que sí estamos en línea con los 1,000 millones de barriles de contingentes.

Segundo punto. En Reficar y ahora en exploración vuelvo y le pido a Max que nos amplíe un poco la pregunta. En términos de refinación y Reficar, lo primero es que las plantas, cada una ya superó sus pruebas individuales. Acordémonos que tenemos que hacer 33 pruebas individuales y todas han salido certificadas, y pues por los licenciadores y diseñadores, como óptimas para operar, y esto pues es una excelente noticia. De hecho, hoy la refinería está por encima de 150,000 barriles, hemos tenido varios días en el año, pues mucho más de la mitad del año, por encima de 150,000, y nosotros creemos que un número que uno pudiera pensar en el largo plazo, es tener los 150,000 de capacidad y un factor de utilización de entre el 90 y 95%, porque acordémonos que las refinerías requieren procesos de mantenimiento y eventualmente hay que sacar algunas unidades en el futuro para hacer ese mantenimiento. Entonces, pues muy buenas noticias desde el punto de vista de la utilización de la nueva Refinería de Cartagena y también desde el punto de vista del margen que estamos generando en Cartagena.



En términos de producción, nosotros nuevamente en el marco del plan de negocios 17/20 hablamos, sobre indicativamente, un barril a 70 dólares podríamos tener una producción por encima de 800,000 barriles. Yo creo que es importante rescatar lo siguiente. Uno, hemos visto un muy buen desempeño en la base de nuestros campos, de nuestros principales activos, y eso pues Rafael lo explicaba hace un momento en términos de cómo hemos visto una disminución en la tasa de declinación y que efectivamente los proyectos de recuperación secundaria, los pilotos de recuperación secundaria y terciaria están funcionando muy bien. También hemos visto que, a pesar de haber tenido impactos exógenos como el caso de los atentados y los ataques a la infraestructura, donde pues en particular Caño Limón nos ha generado una producción diferida de 1.6 millones de barriles este año. Si uno lo acortara a 9 meses, eso son casi 6,000 barriles por día.

O sea, la producción se está comportando muy bien y tenemos un portafolio de proyectos muy robusto, de hecho, las inversiones el próximo año, entre el 85 o 90%, van a ir a exploración y producción, que es una excelente noticia, y eso va a permitir efectivamente que sigamos en esa senda de crecimiento. Nosotros tenemos, digamos, suficiente certeza sobre poder lograr esas metas indicativas que pusimos en el plan de negocios. Le voy a pedir a Max si quiere ampliar un poco más el tema de exploración. Max.

**Max Torres:** Sí. Buen día, Ricardo, gracias por la pregunta. Elaborando un poco sobre los números que presentó Felipe, nosotros en el 16 con la caída del precio y por la reducción de actividad, solo perforamos siete pozos. Ese número este año se aumentó a 18, este año vamos a terminar el año posiblemente con 18 pozos, en el plan había 17, y la incorporación de recursos de este año va a superar la meta que son 250 millones de barriles de contingente. Posiblemente estemos por encima de ese número. Los pozos que aportan ese volumen de recursos contingentes, principalmente son los pozos *offshore* Purple Angel, Gorgon y el pozo Warrior en el Golfo de México. El año pasado, en el 16, solo incorporamos 40 millones de barriles, o sea que dentro de dos años estaríamos por encima de los 300 millones de barriles, digamos para lograr la meta esa del billón de barriles hacia el 2020.

Y con respecto a ejecución de presupuestos, este año, como mencionaba Felipe, estamos duplicando la inversión exploratoria, posiblemente cercana, terminando el año con 600 millones de dólares. El año pasado solamente invertimos 250 millones de dólares. O sea, que yo creo que estamos en línea hacia llegar a conseguir esa meta, obviamente necesitamos proyectos con materialidad y con volumen como lo que perforamos este año en el *offshore* del Caribe, pero estamos en ese trabajo para conseguir esos proyectos. Nos quedan todavía por perforar, estamos perforando en este momento seis pozos en el *onshore* y nos quedan cuatro más por perforar antes que termine el año, y esperamos que esos pozos aporten por encima de los 250 millones que acabamos de mencionar. Muchas gracias.

**Operador:** Muchas gracias. Tenemos la siguiente pregunta por parte de Andrés Duarte de Corficolombiana. Adelante, señor Andrés.

**Andrés Duarte:** Buenos días. Muchas gracias por la presentación, gracias por el archivo Excel que pusieron ahí y mucha suerte al nuevo presidente. Yo tengo tres preguntas. La primera relacionada con el Capex, la segunda relacionada con las reservas y la última es una claridad sobre la diferencia en cambios. Entonces la que tiene que ver con el Capex, pues



básicamente ustedes han mantenido la producción pues que dijeron que iban a tener, hay un reconocimiento pues de una mayor actividad exploratoria, eso se ve en los gastos operativos del segmento exploración y producción, por lo cual el tema de la disciplina en la inversión pues es más que evidente. En todo caso quisiera que me actualizaran en lo referente a cuánto esperan invertir en el año, pues aun incorporando esos 200,000 millones de ahorro, de ahorro en lo que han gastado este año, pues veo muy difícil que logran inclusive en 2,600 millones de dólares. Eso por un lado. Y, por otro lado, si fuera posible tener una discriminación de esa menor inversión, qué proporción de esa menor inversión corresponde a ahorros y qué proporción de esa menor inversión corresponde a demoras de los proyectos. Esa es la primera pregunta, larga, pero seguro la respuesta es corta.

La segunda pregunta, la de las reservas, es lo siguiente. Ustedes, digamos, uno no espera que se vaya a hacer un reconocimiento de reservas de los hallazgos de gas durante los siguientes pocos años, y si no asumimos nuevos descubrimientos este año, ustedes van a tener una producción muy parecida a la del año pasado. Entonces, solo por ese factor pues habría una disminución a las reservas, más o menos 234 millones de barriles. Por el lado de la producción pasa eso. Por el lado del recobro mejorado, dado que ustedes dicen que solo el 13% de la producción corresponde a campos que utilizan pues tecnologías de recobro y les ha ido tan bien pues en ese aspecto, seguramente en el rubro de recobro mejorado para efectos de las reservas, ustedes podrían compensar, inclusive superar un poquito lo que va a ser la disminución que corresponde a la producción. Entonces, ahí quedaría, para efectos de reservas, la parte de viabilidad económica.

Y si uno mira el precio SEC a corte de noviembre con respecto al año pasado, el incremento es más o menos de 22%. Entonces, es razonable esperar que ustedes incrementen reservas aún sin tener un hallazgo importante este año. Entonces mi pregunta ahí es, a la hora de incorporar ese incremento en reservas en una revisión del valor del activo recursos naturales, el incremento obviamente no es proporcional, sino que corresponde a una revisión que hacen ustedes. Entonces quiero saber si el escenario actual de precios y escenario proyectado a partir de hoy de precios y de lo que ustedes están viendo, corresponde a lo que ustedes vieron al cierre del año pasado cuando hicieron la última revisión y se dio o si efectivamente el escenario es más favorable de lo que ustedes esperaban y por lo tanto se pueda esperar un incremento en el valor de recursos naturales y un efecto contable y un efecto en PyG pues que cambiaría un poquito, mejoraría los resultados.

Y finalmente, con respecto a la diferencia en cambio, efectivamente ustedes tienen un resultado operacional muy parecido durante estos tres trimestres, y el cambio en utilidad antes de impuestos, pues está precisamente en la parte de diferencia en cambio, y digamos el resultado corresponde a una posición activa neta en dólares. Yo quisiera saber o quisiera que me aclararan de nuevo, por favor, contra qué se está cruzando la posición pasiva que corresponde a la deuda en dólares, o sea, qué es lo que hace que ustedes estén con una posición activa neta en dólares y ve como resultado ganancia ante el comportamiento que se acaba de tener de la tasa, bueno, en este caso, sí, en este caso una pérdida por diferencia en cambio en el tercer trimestre, quisiera que me aclararan un poquito eso, por favor. Muchas gracias.



**Felipe Bayón:** Andrés, muchas gracias por sus preguntas y gracias por sus buenos deseos. Empezar con el tema del Capex, y yo creo que es importante resaltar que a pesar de que efectivamente hemos estado en un nivel más bajo de ejecución de Capex, no hemos visto impactada la producción, y yo creo que ese es un tema bien importante. Por varios factores, en particular yo creo que las bases, las producciones básicas de los diferentes campos se están comportando muy bien. Lo decíamos hace un momento, hemos logrado aminorar o disminuir la declinación de los campos, y también estamos viendo muy buenos resultados de los pilotos de recobro que hemos hecho.

En cuanto a la inversión, yo creo que es importante hacer la siguiente reflexión. Uno, si bien habíamos dicho inicialmente que estábamos en alrededor de 3,330, 3,500 millones de dólares de Capex, hoy nosotros estamos viendo, y esto como guidance entre 2,600 y 2,800 y estos son números indicativos y aproximados. Hay primero, más o menos unos 200 millones de compromisos con la ANH que simplemente vamos a ejecutar en el futuro, ese es un desplazamiento hacia adelante. Hay unos 150 millones de dólares que son ahorros puros y creo que también es importante resaltarlos y hay 400 a 600 millones que hemos desplazado al 2018.

Nosotros viendo que efectivamente la producción de la básica no se ha impactado, y hemos logrado mantener esa producción. Lo que hemos hecho dentro del pilar de la estrategia, que es la eficiencia de capital, pues es definitivamente ser muy rigurosos con el tema de maduración de proyectos, y permitir que los proyectos lleguen a una fase en la cual estemos absolutamente cómodos con algún grado de incertidumbre. Siempre va haber incertidumbre pero estemos muy cómodos con el alcance, con la duración y con los presupuestos de dichos proyectos. Y en ese sentido como lo decía, 80% - 90% del CAPEX el próximo año es para producción y exploración que es una excelente noticia. Y esto también va en línea con lo que discutíamos hace un momento de poder mantener la producción creciendo rentablemente en el plan de negocios 17/20.

En temas de reservas, creo que es importante aclarar lo siguiente. Pues ustedes saben, las reservas tienen un componente técnico y un componente económico. Técnico si nosotros físicamente logramos sacar esos hidrocarburos del subsuelo, y económico es si bajo las condiciones particulares que pueden ser precios o pueden ser términos de contrato o cualquier condición específica que afecte la economía de un proyecto, si nosotros somos capaces de hacer esa producción y en últimas pues de sumar las reservas a los libros. Entonces, cuando nosotros en los años pasados vimos una caída tan fuerte del precio, muchas de esas reservas que nos tocó desbookear o sacar de los libros, salieron de los libros por temas económicos, no temas técnicos, y esas reservas en la medida de que pasen dos cosas. Uno, de que el precio siga subiendo, y dos, de que nosotros sigamos siendo más eficientes y pues es algo que hemos logrado con el programa de transformación, podremos volver a traer a nuestros libros muchas de esas reservas.

Claramente, uno indica que si en términos direccionales quisiera reemplazar mucho más del 100% de sus reservas todos los años. Importante mencionar que la recuperación de reservas no es un tema de pocos meses, sino es un tema de varios años. Y en sentido, pues para redondear un poco la pregunta, nosotros vemos que efectivamente exploración tiene un papel fundamental que jugar, los descubrimientos de gas, lo hemos dicho públicamente, pueden ser



siete, ocho o diez años, en términos de que esas moléculas lleguen al mercado, y las reservas serán bookeadas o serán puestas en libros cuando nosotros tengamos los contratos de gas definidos, y eso pues requiere un trabajo. ¿Ahora en qué estamos? Estamos trabajando con nuestro socio Anadarko en la definición del plan de desarrollo, cuál es la mejor manera de llevar a cabo el desarrollo de esas reservas. Entonces ese creo que es un punto bien importante.

Segundo. Acordémonos que, si nosotros subimos el factor de recobro en nuestros campos, para concetto, si Colombia tiene 50,000 millones de barriles, hemos producido 19% de eso, un 1% que sumamos o que adicionemos en el factor de recobro, son 500 millones de barriles. El país produce 320 millones de barriles al año. Si nosotros logramos subir un 1% el factor de recobro, vamos a estar viendo un incremento de reservas, pero esto nuevamente es un tema de tiempo.

Tercero. Nosotros públicamente hemos dicho que vamos a trabajar en la realización de un piloto para probar la exploración y explotación de los no convencionales. Nosotros estamos convencidos que hay un potencial importante, sobre todo en el área del Magdalena medio, estimamos, y estos son números de Ecopetrol, de entre 2,000 y 7,000 millones de barriles. Saben que, si son 2,000, pues es 100% de las reservas que hoy tenemos. Si son 4,000, serían dos veces las reservas del país. En un área que va a cumplir 100 años de producción de petróleo el próximo año, que tiene infraestructura, en particular la Refinería de Barrancabermeja, donde la gente ha convivido con la industria y donde estamos proponiendo un piloto que permite de manera acotada, de manera controlada, entender cómo hacer la operación de manera segura, de manera amigable con el medio ambiente, y que le permitirá a todas las personas que tienen inquietudes y que tienen preocupaciones que son absolutamente legítimas, pues que participen de la realización de ese piloto. Entonces, sí tenemos digamos direccionalmente como un plan de vuelo para ir subiendo la vida media de reservas que hoy tenemos que, reconocemos, es baja. Y, por último, la sólida situación financiera nos permite pesar en adquirir reservas, y en eso pues es algo que también lo hemos comunicado en estas llamadas con anterioridad y lo estamos trabajando pues juiciosamente. El tercer punto, diferencia de cambio, le voy a pedir a María Fernanda que nos responda la pregunta.

**María Fernanda Suárez:** Andrés, buenos días. Muchas gracias por la pregunta. Diferencia en cambio tiene como dos capítulos. Lo primero es que me pides como recordar cuál es la razón por la cual, cómo estamos cubriendo nuestra posición pasiva de deuda en dólares. El Grupo Empresarial tiene aproximadamente 13,000 millones de dólares, de deuda en dólares, y esta deuda está cubierta de dos maneras con coberturas de balance. No son coberturas financieras, son coberturas hechas en el balance. La primera se llevó a cabo en el último trimestre del 2015, y es una cobertura de balance hecha con flujos de caja futuros de la compañía. En ese momento lo que se hizo es que se tomó un porcentaje de las exportaciones en dólares que nosotros teníamos y quedaron cubiertas a la tasa de cambio de ese momento. Y la segunda se realizó en junio del 2016 y es una cobertura de inversión neta en donde nuestras inversiones en filiales que tienen moneda funcional dólar, cubren la deuda en dólares. Esas son las dos coberturas de balance que nos hacen que nosotros tengamos cubierto en estados financieros nuestra posición pasiva en dólares.



Ahora, respecto a la pérdida por diferencia en cambio que ustedes observan que registramos durante el tercer Q del 2017, esta obedece a lo siguiente. Dado que tenemos en la caja una posición activa en dólares, estamos largos en dólares, y que, del segundo Q del 2017, el segundo Q cerró en 3,050 pesos por dólar, mientras que el tercer Q del 2017 cerró en 2,937 pesos por dólar. Esa revaluación sobre la posición larga en dólares, es lo que ocasiona una pérdida por diferencia en cambio. Esa pérdida por diferencia en cambio es una diferencia temporal dado que no se ha realizado esa pérdida y no tiene hasta ahora ningún efecto en caja.

**Operador:** Muchas gracias. Tenemos una pregunta de David Gamboa de la empresa TPH. Adelante, señor David.

**David Gamboa:** Buenos días y gracias por la presentación. Hago eco a la ayuda que nos dieron para los resultados con el sheet que nos proveyeron este trimestre. Tengo dos preguntas, por favor, una en cuanto a producción. Hemos visto unos estimados del Gobierno en cuanto a la producción de Colombia al 2022 que, como bien ya se mencionó en la llamada, habla de una declinación en la producción del país. También hemos visto algunos estimados de la Asociación Colombiana de Petróleo, que son un poco más pesimistas y hablan de Colombia siendo un importador neto de petróleo, de crudo, hacia la misma época, hacia el 2022 o por ahí. Al tratar de redondear estos números y ver la producción de Ecopetrol, que produce alrededor de 70% del crudo colombiano, es difícil otra vez tratar de reconciliar esos dos números y ver cómo va a ser posible mantener la producción estable. Me gustaría más o menos pues cuál es la visión de ustedes en cuanto a estos estimativos por parte del Gobierno, qué es lo que de pronto no está viendo la Asociación Colombiana de Petróleo y cuál es la mayor diferencia en cuanto a estos estimativos. Ya sé que han hablado del potencial de los no convencionales que, al parecer, según sus números, es bien grande. Pero cuál es el *timing* de este potencial proyecto piloto que si no me equivoco pues es difícil en un país como Colombia, en el cual la regulación todavía no existe para este tipo de explotación. Entonces, es más que todo saber cuál es el *outlook* de ustedes y si nos pueden ayudar un poco a reconciliar ese debate interno en Colombia en cuanto a la producción de largo plazo.

Viene por la misma línea mi segunda pregunta. Eso, teniendo en cuenta el crecimiento inorgánico de Ecopetrol que ya bien se ha mencionado en varias llamadas de conferencia, es claro que a medida que el crudo sube de precio, hace unos de sus volúmenes más rentables, por ende, puede incrementar la producción orgánica. Pero al mismo tiempo, al pensar en opciones de M&A los activos disponibles y atractivos se ponen un poco más costosos. Entonces quisiera saber si nos pueden dar un poco de claridad en cuanto a qué se está pensando en este momento, cuál es el balance para de verdad apretar el gatillo y entrar en esta adquisición de activos para el futuro de la compañía en cuanto a crecimiento no orgánico, qué está esperando Ecopetrol para entrar en alguna transacción que pueda agregar volúmenes hacia el futuro. Gracias.

**Felipe Bayón:** David, muchas gracias por la pregunta. La primera, en términos de producción. Efectivamente, y pues voy a repetir algo que decía hace un momento, nosotros hemos visto que a pesar de no haber hecho o haber tenido el nivel de inversiones que habíamos señalado al principio del año y durante el presupuesto del año, hemos visto que la producción la hemos logrado mantener, y eso pues de alguna manera nos refuerza el punto



que las condiciones de las producciones de las básicas o de la producción básica de los diferentes campos son muy buenas, y que desde el punto de vista de entendimiento de los yacimientos, inyección de agua y en últimas pues nuestro modelo operativa, estamos viendo muy buenos resultados con las básicas. Pensemos también pues que, en términos del precio del crudo, hoy estamos viendo un precio superior a lo que muchas personas habían pensado. Hay algunos temas geopolíticos empujando esto, pero seguimos teniendo un nivel de incertidumbre. Nosotros de hecho el presupuesto del próximo año lo hacemos a 50 dólares por barril. Somos de alguna manera conservadores, pero creo que somos absolutamente responsables.

Plan de negocios, nosotros dijimos que veíamos a Ecopetrol con la capacidad de subir producción al 2020 si lo hacíamos a 50 dólares el barril, el precio estaba en 50 dólares, y si está a 70 vemos la posibilidad de crecer la producción algo más. Nosotros estamos, digamos, convencidos de que esto es absolutamente loggable y es algo con lo que podemos trabajar. Nuevamente, el entendimiento de nuestros yacimientos, el rigor desde el punto de vista de la maduración de los proyectos y de alguna manera pues también el compromiso de nuestros profesionales creo que son elementos importantes. Claramente yo creo que parte de lo que hay que hacer hacia adelante es reconciliar estas cifras a nivel país. Qué estamos viendo nosotros, y estos son pues digamos variables secundarias, pero estamos viendo un incremento en el interés de las compañías por equipos de perforación, por ejemplo, por equipos de *workover*, y de alguna manera sí vemos que hay una posibilidad de reactivación hacia adelante. Y también lo estamos viendo con el talento humano. No, de hecho, recientemente hemos hecho en Ecopetrol unas ferias de talento humano muy grandes con muy buena acogida, unas grandes convocatorias, pero vemos que hay otras compañías que están, digamos como direccionalmente en ese sentido, tratando de incrementar sus actividades el año entrante. Sigue habiendo incertidumbre. El tema obviamente de consultas populares no es un tema menor que haya que poner de lado, es un tema que eventualmente puede generar un impacto, pero nosotros, nuevamente, sí creemos, y estoy en línea con lo que usted dice, tendremos que hacer un proceso de reconciliación y sentarnos pues con la ACP y con otros actores para entender esa vista país cómo se ve.

En términos de los no convencionales, pregunta usted por el *timing*. Nosotros hemos hablado de hacer un piloto, de hecho, para exploración ya existe la legislación, para explotación no, pero hemos tenido pues un diálogo permanente con las autoridades, con el Ministerio de Minas, Ministerio de Medio Ambiente, y vemos que el tema del piloto lo podemos arrancar muy pronto, eventualmente pues hacia el 2018, nosotros tenemos que prepararnos, estamos trabajando en eso. Pero es importante mencionar que lo queremos hacer de manera responsable, de manera cautelosa. Nosotros pues vemos esto como una oportunidad de desmitificar muchos de los temas que hay alrededor de los no convencionales y el fracturamiento hidráulico. Entonces pues es un tema donde todavía falta ajustar algunos temas de regulación, pero yo creo que la propuesta de hacer un piloto ha sido bien recibida, y de hecho pues la mayoría de las fuerzas vivas, no solo regionales sino nacionales, están en línea con esta idea del piloto.

En términos del crecimiento inorgánico. Efectivamente, si el precio sube, pues algunos de los activos o algunas de las participaciones en algunos de los campos pueden subir, pero yo creo que es importante que nosotros estemos muy cómodos con que esa posible adquisición



tiene un muy fito, un muy buen *match* que de alguna manera encaja muy bien con el Ecopetrol de hoy, pero también con ese Ecopetrol que visionamos hacia adelante. Estamos mirando pues varias cosas. Nuevamente será un tema que nosotros anunciaremos en su momento, ustedes entenderán pues que no vamos a dar detalles en este momento, pero es un tema que estamos trabajando. En el tema de recobro y de recursos contingentes, le voy a pedir a Rafael Guzmán que nos haga algunas precisiones o algunas adiciones.

**Rafael Guzmán:** David, muy buenos días. Sí, para dar algunas cifras y referente a la pregunta de dónde vendría nuestra producción futura y crecimiento posible, tanto en reservas como producción, les quiero recordar que durante los últimos tres años 2014-2016, nosotros con el programa de incremento de factor de recobro incorporamos más de 1,200 millones de recursos contingentes en los campos ya existentes, es decir, esto es adicional a la parte de exploración que Max habló hace un momento. De estos 1,200 millones, 70% corresponden a recobros secundario y terciario. El mantenimiento de producción que hemos visto en campos como Chichimene, inclusive Castilla y muchos otros, se debe al inicio de la inyección de agua e inicio de inyección de polímeros en estos campos, y lo que estamos hablando es que, para los años futuros, ya iniciando en el 2018, vendría la expansión de esto que actualmente son pilotos a ya proyectos de expansión a escala de campo. Y esto sería para recuperar los recursos contingentes que hemos incorporado en estos últimos años. Adicionalmente a esto, nosotros tenemos campos nuevos que no han sido desarrollados, como Caño Sur y Acacias. Caño Sur ya inició su primera fase de desarrollo hace un mes, y Acacias iniciaría también su primera fase de desarrollo en el próximo año. Entonces, estos son los proyectos y estos son los recursos que nos van a dar el mantenimiento tanto en reservas como en producción para los años siguientes.

**Operador:** Muchas gracias. Tenemos ahora una pregunta de Juan Dauder de Credicorp capital. Adelante, señor Juan.

**Juan Dauder:** Buenos días. Muchas gracias. Antes que nada, agradecerles las cifras en Excel que es un nuevo material que nos ponen a disposición y es bastante útil. Yo quería hacerles varias preguntas. La primera en relación a producción, quería que si nos pueden comentar un poco cómo va el Campo Rubiales, cómo están manejando el tema de disposición de agua, y pues que nos explicaran un poco cómo han logrado que las cifras de producción de gas se hayan mantenido pues sin declinar y digamos muy estables, aún en el contexto pues de los campos de la Guajira que han venido en declinación. Esa sería mi primera pregunta. Tengo otra pregunta y es, ¿por qué se da una caída en los volúmenes de comercialización de casi 40,000 barriles diarios? ¿Es esto algo que podamos esperar sea recurrente, se debe a la refinería? ¿Qué nos pueden contar un poco respecto al tema? Y lo otro que quería pues es, como si nos pueden ampliar un poco la información, es, ¿por qué se dan las mejoras en los diferenciales frente al *benchmark* y particularmente frente al Brent? ¿Es una situación del mercado, es una situación que se deriva pues digamos de la mezcla de producto de la compañía? ¿Qué nos pueden contar al respecto? Muchas gracias.

**Felipe Bayón:** Juan, muchas gracias. La primera pregunta, producción, Rubiales. Como usted bien lo señala, tal vez el mayor desafío del Campo Rubiales es el alto corte de agua, nosotros tenemos una producción de agua de más de tres y medio millones de barriles todos los días para producir los 122,000 barriles del Campo Rubiales. La operación del Campo



Rubiales la recibe Ecopetrol hace poco más de un año, a mediados del año pasado, y de hecho, hoy en día estamos viendo niveles de producción, este mes, los más altos para Rubiales en el 2017. Hay una declinación natural del Campo Rubiales a medida que el yacimiento pierde presión, y pues esto es absolutamente normal, sin embargo, hemos logrado hacer varias cosas. Uno, pues estamos siendo más eficientes en la perforación, estamos demorando mucho menos en perforar los pozos y hemos aprendido en las diferentes campañas de perforación, ¿eso qué quiere decir? Si hacemos una campaña de perforación, las lecciones de esa campaña las retroalimentamos a la segunda campaña que venga de perforación y así sucesivamente. Y esto ha permitido pues mejorar el entendimiento del yacimiento. Lo otro que hemos hecho pues es la disciplina operativa desde el punto de vista de ver cómo están nuestras presiones, los flujos, qué instalaciones estamos usando en el campo. Entonces, de hecho, pues Rubiales está en 122, 123,000 barriles, o sea, hemos logrado subir la producción de Rubiales este año. Y creo que ese es un muy buen indicio, pues uno de la capacidad de nuestra gente, el reconocimiento a la gente técnica y a la gente de operaciones, entonces yo creo que ese es un buen punto.

Segundo. En términos de gas, efectivamente los campos de La Guajira han declinado, pero hay nuevas fuentes que han entrado. Nosotros, pues acuérdense, no solo estamos en La Guajira con una participación importante, pero tenemos otras fuentes, bien sea directamente de Ecopetrol o de HOCOL, que es una compañía 100% del Grupo Empresarial. Entonces en ese sentido tenemos un portafolio interesante y que ha permitido de alguna manera mantener los niveles de producción. Habiendo dicho eso, pues seguimos nosotros explorando en todas las cuentas del país, estamos explorando con buenos resultados en el *offshore*, y pues vemos que efectivamente el gas direccionalmente va a ser cada vez más importante en el portafolio de la compañía. La pregunta número dos, le voy a pedir a Pedro Manrique, que es nuestro vicepresidente de comercialización, que nos explique el tema del volumen de comercialización de los 40,000 barriles. Pedro.

**Pedro Manrique:** Sí. Buenos días. Gracias, Juan. Con respecto a la caída de los volúmenes versus el año pasado, básicamente la explicación es que este año, con la entrada en operación de Reficar, nosotros estamos disminuyendo las importaciones de productos y estamos haciendo menos importaciones de esos productos, precisamente porque los estamos dirigiendo al mercado doméstico que tiene mayores márgenes. Entonces, eso explica parte de la diferencia. Y la otra parte, una pequeña porción con respecto a menor volumen de producción en gas, debido a que en el 2016 estuvimos, en la primera parte del año tuvimos el efecto del Fenómeno del Niño, cosa que no hemos tenido este año 2017, que hemos tenido mucha lluvia, por eso hemos disminuido precisamente la producción por una menor demanda, y eso explica básicamente los casi 40,000 barriles diarios.

Con respecto a la última pregunta, los resultados del diferencial, básicamente tenemos dos componentes. Uno es un componente de mercado, que realmente nos ayuda muchísimo y es el tema de los recortes de crudo establecidos por los países OPEP y los no OPEP, que eso ha precisamente fortalecido el mercado de los crudos a nivel mundial, y la reducción de la oferta de la competencia nuestra directa, que es los crudos en México y el impacto de la reducción de los crudos de exportación de Venezuela. Con respecto a la gestión comercial, que es el segundo componente, nosotros hemos venido implementando una nueva gestión comercial en la cual tenemos mejor conocimiento y hacemos un seguimiento más cercano de la



competencia para negociar nuestros crudos en una mejor forma en el día a día. También hemos tenido un posicionamiento de nuestros crudos en los destinos de mayor valor, como son la costa del Golfo en Estados Unidos y en Asia. Y el tercer componente de la gestión comercial, que es llegar a clientes finales que son las refinerías en el Golfo de México, en la costa del Golfo de México, en la costa del Golfo en Estados Unidos y en Asia, y tratando de posicionarnos dentro de estos clientes finales como parte de la dieta base. Entonces, básicamente ese es el resultado y el reflejo que hemos tenido en este último trimestre.

**Operador:** Muchas gracias. Por último, tenemos la última pregunta del señor Andrés Cardona de Citibank. Por favor, señor Andrés.

**Andrés Cardona:** Muy buenos días y muchas gracias por el espacio. Yo tengo un par de preguntas. La primera es, ¿cuántos pozos de desarrollo han perforado hasta el tercer trimestre, ¿cuál es la meta para el año 2017? Y la segunda es, este plan de desarrollo de Caño Sur en su primera etapa, ¿qué color nos podrían dar ahí, ¿cuál es la meta de producción, se van a desarrollar facilidades? Y lo mismo, si fuera posible, para Acacias. Muchas gracias.

**Felipe Bayón:** Andrés, muchas gracias. En términos de la meta de pozos de desarrollo, creo que es importante el siguiente contexto. El año pasado, donde nos tocó pisar el freno y apretarnos el cinturón, perforamos alrededor de unos 100 pozos de desarrollo. Esto en orden de magnitud. Para el 2017 nosotros estamos viendo la perforación de más de 500 pozos de desarrollo. Entonces definitivamente pues es un salto cualitativo muy importante en términos pues de la actividad, del compromiso, y eso de alguna manera pues ha ayudado también a mantener los niveles de producción que estamos viendo.

De hecho, nosotros para el próximo año, y pues estamos todavía trabajando en eso, estamos viendo un incremento adicional de los 500 pozos. Importante aclarar que estos 500 pozos que estoy mencionando incluyen las operaciones directas de Ecopetrol y todas esas operaciones en las cuales tenemos alguna participación. Le voy a pedir a Rafael que nos hable sobre el detalle del tercer trimestre y sobre el plan de desarrollo de Caño Sur y sobre Acacias.

**Rafael Guzmán:** Bueno. Sí, Andrés, buenos días. Nosotros, como lo dijo Felipe, tenemos un meta de unos 500 pozos de desarrollo de perforación incluyendo los pozos que perforamos con socios. Al tercer trimestre, los campos que han visto mayor perforación son los campos de Castilla, Rubiales, La Cira, también tenemos pozos en Quifa y en Chichimene. Vamos en línea para cumplir esta meta, o sea, llegamos a algo cercano a 300, 320 pozos actualmente.

**Operador:** Sí, muchas gracias. En este momento no tenemos más preguntas. Cedo la palabra al presidente de Ecopetrol, Felipe Bayón, para los comentarios finales.

**Felipe Bayón:** Bueno, pues muchas gracias por su participación. Realmente en Ecopetrol muy complacidos con estos resultados del trimestre, afianzan de alguna manera la estrategia y la dirección que se le ha dado a la compañía, y hemos logrado consolidar las eficiencias, la transformación y prepararnos para un crecimiento seguro y rentable. Importante si pensamos ya en el cierre del 2017, tenemos que terminar el plan exploratorio, un granito que lo mencionaba Max hace un momento, la perforación del primer pozo operado por Ecopetrol, esto es el Pozo Molusco *offshore*, en donde estamos de socios de ONGC, y desde el punto



de vista operacional seguir creciendo en nuestra capacidad, desarrollar las capacidades para operaciones *offshore*, un hito transformacional de la compañía. Seguir trabajando en la maduración de los proyectos, y nosotros pues hablamos bastante del Capex durante la llamada, poder cerrar el nivel de incertidumbre en cuanto al alcance, los plazos y los presupuestos de los proyectos, y esto para apalancar el crecimiento y, sobre todo en el largo plazo, la recuperación de la vida media de reservas.

En el *down* terminamos las pruebas individuales de todas las unidades de la nueva Refinería de Cartagena y nos enfocaremos ahora en la prueba global de la refinería, la refinería con una carga superior a los 150,000 barriles. Viene, ahora, después de esta etapa de estabilización y después de la prueba, una etapa de optimización de la refinería. Y los segmentos, que son segmentos que producen un Ebitda absolutamente fundamental para el grupo, que soportan las actividades que tiene el grupo pensadas hacia adelante, que nos permiten tener una situación financiera muy sólida y pensar, sin abandonar la disciplina de capital y la protección de la caja, pensar en ese crecimiento rentable de mediano y largo plazo de la compañía. Nuevamente, muchas gracias por su participación y por sus preguntas. Que tengan un buen día.

**Operador:** Muchas gracias. Damas y caballeros, con esto concluye nuestra conferencia del día de hoy, gracias por participar. Ahora pueden desconectarse.