



TEXTO LLAMADA DE CONFERENCIA

CUARTO TRIMESTRE DE 2015

Maria Catalina Escobar - Directora de Finanzas Corporativas y Relaciones con el Inversionista

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 de 2015 y año 2015. 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 incertidumbre que pudiesen materializarse. En consecuencia, Ecopetrol no asume ninguna responsabilidad en el evento en que los resultados futuros sean diferentes a las proyecciones mencionadas durante esta llamada.

La llamada de conferencia será liderada por el señor Juan Carlos Echeverry presidente de Ecopetrol, adicionalmente participan: Felipe Bayón Vicepresidente Ejecutivo, Maria Fernanda Suárez Vicepresidenta Corporativa de Estrategia y Finanzas, Max Torres Vicepresidente de Exploración, Héctor Manosalva Vicepresidente de Desarrollo y Producción, Juan Pablo Ospina Vicepresidente Comercial y de Mercadeo, Thomas Rueda Presidente de CENIT, Tomas Hernández Vicepresidente de Refinación y Procesos, Rafael Guzmán Vicepresidente Técnico y Alberto Vargas Jefe de Servicios Financieros.

Iniciaremos la presentación mostrando los principales logros del año 2015, 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 año 2016 y una sesión de preguntas y respuestas.



Cedo ahora la palabra al señor Juan Carlos Echeverry, Presidente de Ecopetrol.

Juan Carlos Echeverry - Presidente de Ecopetrol

Gracias María Catalina, me gustaría empezar esta presentación refiriéndome al comportamiento del precio del petróleo. El precio del crudo Brent cayó cerca de 65% entre Junio de 2014 y Diciembre de 2015, principalmente por el desbalance entre la oferta y la demanda. Diferentes analistas estiman que este desbalance estuvo en el rango entre 0.7 y 2 millones de barriles por día en 2015, llevando los precios de crudo a su nivel más bajo desde finales de 2003, e impulsando una acumulación de inventarios de 1.8 millones de barriles por día en 2015, según estimaciones de la Agencia Internacional de Energía.

Las expectativas apuntan a que la oferta y la demanda podría acercarse en algún momento del segundo semestre de 2016. Sin embargo, será necesario también drenar el exceso de inventarios para ver un cambio en los fundamentales que pueda marcar una senda de recuperación del precio del crudo.

La declinación del precio afectó drásticamente los resultados de las petroleras, e impulsó un período de cambios radicales en la industria, en busca de mayores eficiencias, menores costos y una estricta disciplina de capital para preservar la caja y la sostenibilidad financiera en el largo plazo.

Para Ecopetrol la canasta de venta de crudos se redujo de US\$43 dólares /Bl entre 2015 y 2014. La compañía reaccionó con decisión y celeridad, impulsando su plan de transformación a lo largo de toda la cadena de valor, mientras mantuvo un sólido desempeño operacional sin afectar la confiabilidad y la seguridad.

En la siguiente lámina se mencionan algunos factores que de manera particular impactaron a Ecopetrol en el año 2015.



En 2015 la compañía enfrentó otras coyunturas que retaron sus capacidades, como el Fenómeno del Niño, el cierre de la frontera con Venezuela y los ataques a la infraestructura de transporte.

La logística de suministro de combustibles de Ecopetrol se exigió al máximo para atender el incremento de la demanda de gas natural y de combustibles líquidos para el sector térmico, ocasionada por el Fenómeno del Niño, evento climático que trae fuertes sequías a Colombia y limita la disponibilidad de agua para la generación de energía. Adicionalmente, se suministró un mayor volumen de combustibles líquidos en la zona limítrofe con Venezuela, dada la decisión de ese país de cerrar su frontera con Colombia, lo que restringe el suministro que habitualmente se tiene desde Venezuela.

Los ataques a la infraestructura de transporte continuaron impactando la producción, aunque en menor medida, ya que el número de ataques pasó de 130 en 2014 a 80 en 2015 y se focalizaron en ese año entre los meses de mayo y julio.

Finalmente, la devaluación de la tasa de cambio que fue en promedio del 37% en 2015 tuvo impactos positivos sobre la competitividad de la compañía al permitir un aumento del valor en sus ingresos provenientes de exportaciones y servicios de transporte, para cubrir sus desembolsos en pesos, y favoreció la estimación de los costos de desarrollo de las reservas, las cuales se expresan en dólares para efectos de la evaluación económica.

Los efectos negativos de la devaluación se dieron por la valoración de la posición neta pasiva de la compañía. Parte de este efecto se recogió y mitigó a través de la contabilidad de coberturas, adoptada desde el 1 de Octubre de 2015, que utiliza alrededor del 50% de la deuda en dólares de Ecopetrol para cubrir una porción de los ingresos por exportaciones.

Vamos por favor a la siguiente lámina.



La prioridad de Ecopetrol en 2015 fue la protección de su caja. La compañía se enfocó en reducir sus costos, reinventar sus procesos para capturar mayores eficiencias, asignar los recursos con estrictos criterios de disciplina de capital, y lograr el arranque de Reficar, un proyecto clave para Ecopetrol y para Colombia.

Ecopetrol superó la meta de ahorros fijada para 2015 de COL\$1.4 billones de pesos, logrando ahorros de COL\$2.2 billones de pesos, más COL\$0.6 billones de pesos de las filiales del grupo, llevaron a un total de ahorros de COL\$2.8 billones de pesos. Con el Plan de Transformación, esperamos que estos ahorros sean estructurales y contribuyan a la sostenibilidad financiera de Ecopetrol.

El esfuerzo en eficiencia repercutió en el costo de levantamiento, que mantuvo su tendencia a la baja, mostrando una reducción entre 2014 y 2015, 30% atribuible a las estrategias de reducción de costos, y 70% a la devaluación de la tasa de cambio peso/dólar en 2015.

Ecopetrol tiene aún oportunidades de ahorro y optimización en múltiples frentes, como por ejemplo en dilución, en costos y tiempos de perforación de pozos, en mantenimiento y servicios contratados, por lo cual le apunta a una meta de ahorro adicional en 2016 de COL\$1.6 billones de pesos.

La baja del precio del petróleo fue la principal razón que llevó al Grupo a una pérdida neta de COL\$3.98 billones de pesos en 2015. Al igual que para otras compañías del sector de petróleo y gas, la caída de los precios de crudo obligó al reconocimiento de un impairment de propiedad, planta, y equipo, recursos naturales y crédito mercantil por COL\$6.3 billones de pesos (neto de impuestos). Descontando el efecto del impairment, la utilidad neta estimada de Ecopetrol hubiera sido aproximadamente de COL\$2.4 billones de pesos positiva. A pesar de este resultado financiero, la compañía exhibió sólidos resultados operacionales y mantuvo una buena generación de caja,



reportando un EBITDA de COL\$18 billones de pesos y un margen EBITDA estable de 35%.

Unos de los propósitos centrales de la gestión del nuevo grupo directivo al frente de Ecopetrol fue iniciar el arranque de la Refinería de Cartagena, hito que se logró el 21 de octubre de 2015 con la puesta en servicio de la Unidad de Crudo. Esta unidad procesó diariamente, desde noviembre, entre 80 y 90 mil barriles por día de petróleo. El 24 de febrero inició operación la unidad de coque, con lo que se completan 23 unidades en operación. La refinería tiene hoy una carga superior a los 110 mil barriles por día.

Las reservas probadas del Grupo al cierre de 2015 fueron 1.849 millones de barriles equivalentes, 11% menos que en 2014, en línea con la reducción promedio reportada por otras compañías. 1.239 millones de barriles equivalentes corresponden a crudo y los 610 restantes al equivalente en gas. La caída de los precios de venta del crudo en un 45% disminuyó los límites económicos de algunos campos y reevaluó los planes de inversión en otros, reduciendo su balance de reservas. Ecopetrol estima que por efecto precio tuvimos una disminución de 404 millones de barriles equivalentes frente a 2014.

Esta reducción se compensó en parte con las optimizaciones de costos y las mayores eficiencias logradas por la compañía y ratificadas por las compañías certificadoras de reservas, que permitieron mantener los límites económicos de otros campos, por las campañas de perforación infill y por el buen desempeño en producción en los principales campos de crudos pesados. Las optimizaciones en conjunto permitieron a la compañía una adición aproximada de 275 millones de barriles equivalentes frente a 2014.

En medio de este entorno complejo, la compañía cerró el año 2015 con sus calificaciones en grado de inversión, las cuales mantiene hasta la fecha. Es de la mayor importancia para Ecopetrol mantener el grado de inversión y



asegurar su sostenibilidad financiera en el marco de la disciplina de capital y la rentabilidad de la operación.

En la siguiente lámina podemos ver el detalle de los ahorros por COL\$2.8 billones de pesos logrados por el grupo en 2015.

La compañía ha sido exitosa en la implementación de las medidas de austeridad y ahorro para contrarrestar el impacto de los menores ingresos por la caída del petróleo.

Los ahorros en costos gestionables con impacto en el estado de resultados fueron de COL\$1.1 billones de pesos. El 85% de este rubro está asociado a la renegociación de los contratos de mantenimiento industrial, servicios petroleros, servicios profesionales y consultorías.

En inversiones, se lograron ahorros por COL\$584 mil millones de pesos, principalmente por la reducción de 21% en el costo por pie perforado; la reducción de 37% en el personal dedicado al control de contratos y administración de proyectos se sumó a las reducciones en las tarifas de ingeniería y estudios en facilidades.

Otros COL\$295 mil millones de pesos se obtuvieron por la reducción del costo de dilución de US\$0.75 dólares/Bl debidos al aumento en la tolerancia a la viscosidad de los crudos pesados en los sistemas de transporte, y COL\$176 mil millones de pesos en otras iniciativas en diferentes áreas del negocio.

Finalmente, las filiales contribuyeron con ahorros por casi COL\$600 mil millones de pesos, principalmente por la renegociación de contratos en las filiales de Transporte y por unos menores costos de operación en las de Exploración y Producción.

Vamos por favor a la siguiente lámina.



En 2015, el Capex de la compañía ascendió a US\$6.5 billones de dólares. El presupuesto de 2016 implica una disminución del 26%, ubicándose en US\$4.8 billones de dólares.

Ahora bien, la ejecución del plan de inversiones estará en función de la evolución del precio del petróleo, dada la fuerte caída del precio en los dos primeros meses hemos hecho ajustes a este plan dentro de la Compañía. Haremos una calibración continua de las inversiones en función del precio y de la disponibilidad de caja.

Se privilegiarán las inversiones en Producción que generen caja en períodos más cortos, en Exploración, la evaluación de Kronos y prospectos onshore, y las inversiones necesarias para la entrada en operación y funcionamiento de la refinería de Cartagena y la consolidación de la capacidad de transporte.

Entre 2011 y 2015 Ecopetrol invirtió alrededor de US\$41 mil millones de dólares en un ciclo expansivo que demandó importantes recursos para el fortalecimiento del Midstream y el Downstream. El fin del ciclo de inversiones en estos segmentos en 2016 le permitirá a Ecopetrol en adelante enfocarse en su principal actividad de Exploración y Producción.

Miremos la siguiente lámina para mejoras en el proceso de asignación de recursos de capital.

La valoración de los casos de negocio y la evaluación económica de los proyectos atienden a cuatro criterios de valor: precios de robustez, que permitan a los proyectos soportar las volatilidades de corto plazo; la tasa de retorno, generación de caja y aporte a la estrategia.

Hemos fortalecido el modelo de maduración de proyectos dada la coyuntura, con exigencias mayores para avanzar en las diferentes etapas del mismo y así asegurar la promesa de valor de las inversiones.



El proceso de optimización del portafolio lleva a que cada segmento se priorice de manera diferente según la estrategia y sus restricciones particulares. En exploración se priorizan las oportunidades de alta materialidad, con mejores probabilidades de éxito y que permitan una diversificación del riesgo.

En Producción se priorizan las inversiones con mayor generación de valor y margen operacional positivo, y en el Downstream y en el Midstream aquellos proyectos que mejoren el margen de refinación y que apalanquen la maximización de valor en Producción.

Como instancia final, el Comité de Inversiones fortalece el proceso de asignación de capital, destinando recursos únicamente a los proyectos que sean rentables, garantizando criterios de valor y la generación de caja en el corto plazo. Todos los proyectos de Ecopetrol se evaluarán uno a uno y se destinarán o no recursos a los mismos bajo un estricto proceso de asignación de capital.

Como lo he expresado queremos que Ecopetrol piense despacio y actúe rápido. Vamos por favor a la siguiente lámina.

La refinería tiene en operación las unidades de servicios industriales y la unidad de crudo desde el año pasado. La primera exportación de combustibles se llevó a cabo en el mes de noviembre de 2015 con destino a los Estados Unidos y el Caribe, por un total de 200 mil barriles de nafta virgen y 50 mil barriles de combustible de aviación JET A1.

El pasado 24 de febrero se puso en marcha la Unidad de Coquización Retardada que produce gas combustible, gas licuado de petróleo, nafta y gasóleos, que luego de pasar por las unidades de Hidrocraqueo e Hidrotratamiento de diésel, producen combustibles limpios como gasolina y diésel de ultra bajo azufre.



Al cierre de febrero las unidades de Cracking y la Hidrotratadora de Nafta comenzaron a operar. La unida de Cracking toma gasóleos de la unidad de crudo para producir corrientes de mayor valor, mientras que la planta hidrotratadora de nafta elimina el azufre de la gasolina para entregar combustibles ultra-bajo contenido de azufre con menos de 50 partes por millón.

En las próximas semanas se dará el arranque de la unidad de Hidrocracking, las dos Hidrotratadoras de diésel y la Unidad de Alquilación. Con este grupo de plantas, la refinería de Cartagena logrará un nivel de conversión del 97%.

Todo el conjunto de plantas debe estar operando durante el segundo trimestre de este año y la carga aproximada promedio año es de 143 mil barriles/día.

Frente a los temas de índole legal, considero importante ilustrar primero a los participantes sobre los roles de los diferentes entes de control en el país. Ecopetrol es una empresa de naturaleza privada pero maneja recursos públicos al tener al Gobierno como accionista mayoritario. Dado lo anterior, sus funciones deben velar por el buen uso de los mismos y están sujetos a la vigilancia de diferentes entes de control.

La Contraloría General de la República es el ente de control encargado de velar por el buen uso de los recursos públicos y tiene la facultad de investigar a funcionarios públicos o trabajadores privados q usen o administren recursos de esa índole. A su vez la Procuraduría es el órgano encargado de vigilar a los funcionarios públicos para garantizar el cumplimiento de sus funciones. Por último la Fiscalía General investiga delitos y acusa ante los jueces para que estos procedan con los procesos judiciales.

En 2015 la Contraloría inició un estudio sobre Reficar, este concluyó a principios de 2016 y están publicados en su página web. Dicho informe no señala ningún hallazgo fiscal en contra de Reficar. Ecopetrol y Reficar han



suministrado toda la información para dicho estudio, Ecopetrol a la fecha no tiene conocimiento de investigaciones puntuales en contra de funcionarios de Reficar o de Ecopetrol por parte de este ente de control. La Procuraduría actualmente tiene en curso 2 investigaciones, una iniciada en 2012 sobre los miembros de la junta directiva de Reficar a esa fecha y otra reciente sobre ministros y exministros y otros miembros de la junta directiva de Ecopetrol para evaluar su labor de supervisión sobre Reficar a lo largo de los últimos 5 años. La Fiscalía por su parte, hacia principios de febrero, inició la recolección y revisión de información sobre Reficar.

Todas las investigaciones están aún en fase preliminar y quiero enfatizar que Ecopetrol y Reficar están dando toda la relevancia a estos procesos. Hemos nombrado a un gerente que compile toda la información relacionada con el proyecto para garantizar su integridad y organización. Al igual tenemos un esquema de interlocutor único con los entes de control para el suministro de información. Finalmente quiero señalar que ninguna de las investigaciones hace alusión, a la fecha, a actos de violación al código de ética ni afectan la integridad a los negocios de Ecopetrol.

Ecopetrol mismo ha iniciado un protocolo especial para investigar estos hechos.

Paso la palabra a Rafael Guzmán, quien les comentará sobre los principales resultados del segmento de producción.

Rafael Guzmán - Vicepresidente Técnico

Gracias doctor Echeverry.

En materia de producción, en el año 2015 superamos la meta de producción del grupo empresarial logrando un promedio de 761 barriles de petróleo equivalente por día (esta es la segunda producción anual más alta en la historia del grupo empresarial). La producción alcanzada en el 2015 fue superior a la del 2014 en más de 5 mil barriles de petróleo equivalente por



día (equivalente a un aumento cercano al 1%), el resultado es explicado principalmente por un crecimiento de nuestra producción en operación directa en la Regional Orinoquía, específicamente en Castilla, se presentó un incremento de cerca del 17% con relación al 2014 y se alcanzó un record de producción de 126 mil barriles de petróleo por día en el último trimestre.

Este esfuerzo fue complementado por Chichimente que tuvo un promedio de producción de 39% por encima del mostrado en 2014 alcanzando los 78 mil barriles de petróleo por día. También debemos mencionar un incremento en la producción de nuestras filiales, especialmente en Equión que subió un 16% y un aumento del 9% en la producción de Ecopetrol América.

Estos incrementos nos permitieron compensar las declinaciones naturales de nuestros campos, la modificación de nuestra participación en algunos de los activos en asociación por el nivel actual de precios, las reducciones de actividades de perforación principalmente por algunos de nuestros socios, las restricciones por licenciamiento ambiental y los incidentes de orden público que se presentaron. El resultado es un balance positivo para el año a pesar del entorno de precios mundial.

Estos niveles de producción han sido logrados en línea con nuestra directriz estratégica de priorizar el valor sobre el volumen y en ese sentido es importante destacar que durante el 2015 todos nuestros campos arrojaron márgenes positivos y no se presentaron cierres gracias al esfuerzos en optimización que han guiado nuestra actividad.

La empresa también continúa trabajando para garantizar su sostenibilidad en el mediano y largo plazo y el programa de incremento de factor de recobro es la palanca principal de ese objetivo estratégico desde el segmento de Producción.

Durante el año 2015 se dio inició a 8 pilotos adicionales de recobro en las tecnologías de inyección de agua, inyección de solvente e inyección de agua



mejorada, cumpliendo la meta inicialmente planeada. Teniendo en cuenta los pilotos iniciados en el 2015, la empresa cuenta a la fecha con 29 pilotos de recobro mejorado en operación, de los cuales 22 demuestran resultados positivos en incremento de presión y 15 resultados positivos en aumento en producción de crudo en áreas impactadas. El Programa ha logrado incorporar en campos ya en producción cerca de 1,000 millones de barriles de nuevos recursos contingentes en los últimos 2 años.

Adicional a los pilotos iniciados en el 2015, se tuvo un avance en el piloto de inyección de aire en el campo Chichimene, el cual alcanzó un 94% en la construcción de las facilidades de superficie, dando por terminadas las obras mayores. De igual forma, se dio por terminada la prueba de conectividad con resultados positivos, demostrando la continuidad en las arenas y la conectividad entre el pozo inyector y los pozos productores. Se planea el inicio de inyección de aire durante el 2016.

En materia de optimización y reducción de costos, continuamos trabajando para lograr reducciones estructurales, tanto en nuestros costos de operación como en los costos de desarrollo. En los costos de operación, debemos destacar que para el año 2015 tuvimos una reducción del 34% en el costo de levantamiento frente al año 2014, como ejemplo tenemos la reducción en el porcentaje de pozos que necesitaron mantenimiento pasando del 41% al 33% entre el 2014 y el 2015.

Adicionalmente también se obtuvo una reducción de 17% en el costo de cada reparación comparando 2014 con el 2015. De la misma manera trabajamos en proyectos de autogeneración de energía y renegociación de tarifas en actividades relacionadas con mantenimiento de subsuelo, tratamiento de fluidos, energía y mantenimiento de superficie. Para complementar la optimización de nuestro costo operativo integral en donde dilución y transporte representan la mayor proporción, logramos optimizar nuestro consumo de diluyente y reducir nuestras tarifas. Ambos rubros sumaron en el



año 2015 ahorros por cerca de COL\$450 millardos de pesos en comparación con el año 2014. Cabe destacar que el 92% de nuestros volúmenes transportados se movilizan por ductos de nuestras filiales de Midstream.

Por el lado de los costos de desarrollo, nuestra estrategia de mejora continua y sostenible en la eficiencia también está arrojando resultados positivos en perforación de pozos y construcción de facilidades. Como ejemplo, se cuenta con los resultados logrados en términos de eficiencia en las campañas de perforación en todo el país. En los principales campos operados por Ecopetrol se alcanzaron reducciones en tiempos de perforación respecto al año anterior entre el 20% y el 50%, siguiendo la tendencia que habíamos mostrado en el transcurso del año 2015. En particular para Castilla hemos pasado de 34 días de perforación por pozo en el 2014 a 26 días en el 2015 y 19 días en lo corrido del 2016. La eficiencia en los tiempos de perforación se traduce en reducciones significativas y sostenibles de los costos de perforación, los resultados representan una reducción del 21% en el costo del pie perforado al cierre del 2015 y del 29% en lo corrido del 2016 con relación al año 2014. Esta mejora en la eficiencia de inversión fortalece el desarrollo de nuestros activos y la rentabilidad de los mismos más aún en condiciones de bajos precios del petróleo.

Ahora le doy la palabra a Max Torres quien comentará los resultados de Exploración.

Max Torres - Vicepresidente de Exploración

Gracias Rafael, en Exploración, resaltamos como logros del 2015 el éxito exploratorio de Kronos en el caribe colombiano, considerado uno de los mayores descubrimientos a nivel global al igual que los éxitos exploratorios en los bloques SSJN1 y CPO-09 en el onshore colombiano, los cuales incorporaron recursos contingentes reemplazando más del 100% de la producción de Ecopetrol.



Durante el cuarto trimestre de 2015, en Colombia se finalizó la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas denominado Calasu, el cual se encuentra ubicado en el Offshore Caribe Colombiano, en el Bloque Fuerte Norte y es operado por Anadarko quien tiene el 50% de participación y Ecopetrol S.A. el 50% restante. El pozo Calasu-1 comprobó la presencia de gas seco, y si bien es considerado como un éxito geológico, es declarado como un descubrimiento subcomercial. El pozo fue taponado y abandonado.

Así mismo, en el cuarto trimestre se finalizó la perforación del pozo Muérgana Sur-1 ubicado en los Llanos Orientales (operado por Ecopetrol). El pozo fue también taponado y abandonado.

Adicionalmente, el 8 de diciembre se inició la perforación del pozo exploratorio Payero-1 de la filial Hocol en el bloque Niscota, ubicado en la cuenca del Piedemonte Llanero, donde Hocol participa con el 20%, Total con el 50% y Repsol con el 30% restante. Este pozo es operado por Equión y actualmente se encuentra en actividad de perforación.

Por otro lado, a través de nuestra filial Ecopetrol América se continuó con la perforación del pozo delimitador Leon-2 en las aguas profundas del Golfo de México, operado por Repsol quien tiene el 60% de participación y Ecopetrol el 40% restante. El pozo Leon-2 llegó a la profundidad final en febrero de 2016 y actualmente se encuentra en tareas de evaluación.

Finalmente, y como resultado de la participación de Ecopetrol America en el Lease Sale 235, en octubre fueron adjudicados por el BOEM (Bureau of Ocean Energy Management) los bloques Atwater Valley 009 y Mississippi Canyon 978 y en noviembre el bloque East Breaks 685 que corresponde al Lease Sale 246. Cabe anotar que, incluyendo los tres bloques, durante el año 2015 fueron adjudicados en total 10 bloques, en el Golfo de México a Ecopetrol América.



Ahora le paso la palabra a Maria Fernanda quien comentará sobre los principales resultados a nivel de reservas.

Maria Fernanda Suárez – Vicepresidente Corporativa de Estrategia y Finanzas

Gracias Max. Buenos días a todos los participantes en esta llamada de conferencia. Miremos ahora el balance de reservas al cierre de 2015.

Las reservas 1P de Ecopetrol fueron de 1,849 millones de barriles de petróleo equivalentes, 11% menores a las reservas de 2,084 millones de barriles de petróleo equivalentes registrados al cierre de 2014.

La razón primordial para la disminución de las reservas fue la fuerte caída del precio del crudo. En 2015, usando como referencia el Brent, el precio SEC utilizado para la valoración fue de US\$55.57 por Barril versus US\$101.8 por barril en 2014.

Hemos estimado que por efecto de los menores precios se hubieran podido reducir cerca de 404 millones de barriles equivalentes de reservas probadas. Sin embargo, las optimizaciones y mayores eficiencias logradas durante el 2015, permitieron adicionar cerca de 275 millones de barriles equivalentes, lo que permitió compensar parcialmente el efecto derivado de los menores precios.

Por otro lado se adicionaron 154 millones de barriles equivalentes por las nuevas campañas de perforación, principalmente en los campos Castilla y Rubiales y las revisiones positivas en algunos campos como Chichimene.

También fue favorable la incorporación de los consumos internos de gas natural como parte de las reservas probadas, por un total de 47 millones de barriles equivalentes.

Paso la palabra a Thomas Rueda, quien comentará sobre los resultados del segmento de transporte.



Thomas Rueda - Presidente de Cenit

Buenos días a todos, durante el año 2015, el volumen total transportado se incrementó en 27 mil barriles diarios, equivalentes a un 2.2% en comparación con el año anterior, llegando a 1 millón 232 mil barriles por día.

En oleoductos, el transporte de crudo se incrementó en 2.5% frente al año 2014, debido fundamentalmente al aumento en los volúmenes de los sistemas Caño Limón – Coveñas y Oleoducto Transandino como resultado de un menor número de atentados contra la infraestructura. En el transporte por oleoductos, aproximadamente 71% correspondió a producto propiedad de Ecopetrol.

Por su parte, el transporte por poliductos tuvo un incremento del 1% en comparación con 2014, debido principalmente al mayor volumen transportado en el sistema Cartagena – Barranquilla asociado a la importación de combustibles para el suministro en el interior del país. En el transporte por poliductos, aproximadamente 17% correspondió a productos propiedad de Ecopetrol.

Los resultados financieros del segmento de Transporte fueron muy positivos en términos de EBITDA, como se observa en la gráfica, debido principalmente a importantes optimizaciones en costos de operación y mantenimiento, que permitieron ahorrar aproximadamente 400 mil millones de pesos. El impacto positivo de la tasa de cambio en los ingresos por servicio de transporte por oleoductos, cuyas tarifas son denominadas en dólares también influyó en este resultado.

Como resultado de lo anterior, el costo de transporte por barril se redujo 16% en comparación con lo observado durante 2014.

Finalmente, quisiera resaltar que en línea con las iniciativas de disciplina de capital, el portafolio de proyectos del segmento de Transporte para el periodo 2016 - 2020 ha sido optimizado en cerca de COL\$2.1 billones de



pesos. Estas optimizaciones han sido ejecutadas sin poner en riesgo la confiabilidad e integridad de los sistemas ni la seguridad en nuestras operaciones.

Con esto, paso la palabra a Tomás Hernández, quién comentará sobre los resultados del Downstream.

Tomás Hernández - Vicepresidente de Refinación

Gracias Thomas.

En el año 2015, el margen bruto de refinación de Barrancabermeja fue de US\$16.8 dólares por barril, US\$2.2 dólares por encima del obtenido durante el año 2014, esto debido a la implementación de iniciativas de mejora de procesos que han permitido mayor rendimiento de productos valiosos y aprovechar el buen comportamiento de los márgenes internacionales.

La carga de crudo de la refinería de Barrancabermeja durante 2015 se redujo en cerca de 5.000 barriles por día frente a la procesada en el año 2014, debido al mantenimiento programado de una unidad de crudo en agosto de 2015. Sin embargo, durante el último trimestre del año la carga estuvo favorecida por un incremento en la disponibilidad operacional de las unidades, aumentándose en cerca de 18.000 barriles por día frente al mismo trimestre del año 2014.

El costo operativo de caja de refinación y petroquímica disminuyó un 39% frente al año 2014, gracias a la implementación de estrategias de optimización en mantenimiento y servicios contratados.

En el Plan Maestro de Servicios Industriales, que alcanza un avance de 99.3% al cierre del 2015, se cumplió con la puesta en servicio de la caldera del turbogenerador, hito clave de este proyecto que busca aumentar la confiabilidad y la eficiencia en la generación de los servicios industriales para la operación de la refinería de Barrancabermeja.



Es de destacar que durante el año 2015 se presentó una reducción del 53% de los accidentes de trabajo y del 20% en los eventos de seguridad de procesos; de esta manera el negocio de refinación continúa trabajando para fortalecer las prácticas en seguridad, ambiente y excelencia operacional.

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

María Fernanda Suárez – Vicepresidente Corporativa de Estrategia y Finanzas

Gracias Tomás. Voy hablar ahora de los resultados financieros del grupo Empresarial en el cuarto trimestre y cierre 2015.

Los resultados de Ecopetrol en 2015 se encuentran impactados principalmente por tres variables: el precio del crudo, la tasa de cambio peso dólar y la aplicación por primera vez de las Normas Internacionales de información Financiera - NIIF.

El crudo Brent, nuestra principal referencia para exportación, cayó 42% entre el cuarto trimestre de 2015 y el mismo periodo de 2014, acumulando una caída anual de 46% entre 2015 y 2014. Por su parte, el diferencial de nuestro crudos frente a la Brent se redujo en 2015 en US\$2.3 dólares por barril; pasando de un descuento de US\$12 dólares por barril en 2014 a un descuento de US\$9.7 dólares por barril para el 2015.

Por su parte, la tasa de cambio promedio se devaluó 41% en el cuarto trimestre 2015 y un 37% para todo el año 2015, en comparación con los mismos periodos del año pasado.

La compañía cerró el cuarto trimestre con ingresos totales de COL\$12.7 billones de pesos, 10% menos que el cuarto trimestre de 2014. Para el año 2015, los ingresos alcanzaron COL\$52 billones de pesos, 21% menores que en



el año 2014. Como pueden observar, la devaluación del peso compensó parcialmente el efecto negativo de los menores precios de venta.

La fuerte reducción de ingresos impactó los resultados financieros de la compañía, el EBITDA para el año 2015 llegó a COL\$18 billones de pesos, 26% menos que en 2014. Para el cuarto trimestre de 2015 el EBITDA fue de COL\$3 billones de pesos, muy cercano al del mismo periodo en el 2014. Sin embargo el margen EBITDA mejoró en el cuarto trimestre de 2015, y llegó a 24% versus 23% del mismo periodo del 2014. Por su parte el margen EBITDA para el año completo se mantuvo en 35%, tan solo 3% menor al registrado en 2014.

Los gastos de capital de la compañía en 2015 ascendieron a US\$6.5 billones de dólares frente al presupuesto inicial de US\$7.9 billones de dólares. Esta optimización refleja el enfoque en disciplina de capital y las optimizaciones de los diferentes segmentos, que se adelantaron sin afectar los resultados operativos ni la confiabilidad y seguridad de nuestras labores.

El efectivo al cierre del año 2015 fue de COL\$6.6 billones de pesos. Esta cifra demuestra las políticas conservadoras que la compañía tiene en el manejo de caja, adicionalmente vale la pena resaltar que es un monto cercano a los recursos de endeudamiento que buscaremos durante todo el 2016; de los cuales ya hemos contratado el equivalente a COL\$1.5 billones de pesos.

Para el año 2015, con base en las pruebas de impairment realizadas se registró un gasto por impairment en el estado de resultados de COL\$8.3 billones de pesos, equivalentes a COL\$6.3 billones de pesos después de impuestos.

Es importante mencionar que este registro es un efecto contable que corresponde a un gasto no realizado y por lo tanto no implican ningún desembolso de recursos. Los análisis de impairment se hacen anualmente utilizando supuestos que reflejan las condiciones actuales de mercado,



particularmente los ingresos y costos esperados y la tasa de descuento. Es relevante mencionar que la aplicación de NIIF hace más ácidas estas pruebas, dado que la metodología US GAAP no descuenta los flujos futuros. En cualquier caso el gasto por impairment puede revertirse cuando las condiciones de mercado sean más favorables, salvo en el caso del registro del crédito mercantil.

Como resultado de los impactos antes mencionados, el Grupo Empresarial registró en el cuarto trimestre de 2015 una pérdida neta de COL\$6.3 billones de pesos, y para el año 2015 de COL\$3.98 billones de pesos. Sin embargo, excluyendo el impacto de los impairments, la compañía hubiera tenido una utilidad neta de COL\$30 mil millones de pesos durante el cuarto trimestre de 2015 y de COL\$2.4 billones de pesos para el año 2015.

Por su parte, la relación Deuda Bruta/EBITDA cerró en 2015 en 2.9 veces, el mismo nivel reportado el tercer trimestre de 2015, niveles que consideramos razonables dado el fuerte descenso de los precios y su impacto sobre la generación de caja de la compañía.

Pasemos por favor a la siguiente lámina para ver las principales razones que explican la variación de las utilidades entre 2014 y 2015.

María Fernanda Suárez – Vicepresidente Corporativa de Estrategia y Finanzas

El resultado financiero del Grupo en 2014 bajo el Régimen de Contabilidad Pública (RCP) fue de COL\$7.8 billones de pesos, que al ser expresado bajo Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF pasan a COL\$5.7 billones de pesos, ésta última cifra incluye el efecto de impairments de 2014 por COL\$1.8 billones de pesos.

Las principales razones de la variación de la utilidad neta entre 2014 y el resultado neto de 2015 fueron:



El efecto del menor precio del crudo a lo largo de los ingresos y costos en el estado de resultados, lo cual generó una disminución de COL\$15.8 billones de pesos.

El efecto de la devaluación de la tasa de cambio sobre los ingresos, costos y coberturas, genera un incremento de COL\$8.5 billones de pesos.

La variación de impairments entre 2014 y 2015 genera una disminución de COL\$4.6 billones de pesos.

A su turno, el impuesto de renta disminuyó como consecuencia de los menores resultados del Grupo en 2015, generando una variación positiva de COL\$2.8 billones de pesos.

Considerando estos efectos, el 2015 registra una pérdida de COL\$3.98 billones de pesos y una utilidad antes de impairments de COL\$2.4 billones de pesos.

Veamos en la siguiente lámina los resultados de los segmentos.

María Fernanda Suárez – Vicepresidente Corporativa de Estrategia y Finanzas

Todos los segmentos de la compañía hicieron importantes esfuerzos para reducir costos y aumentar su eficiencia con el fin de mitigar la caída de los precios del petróleo y preservar la caja.

Por nuestra naturaleza como empresa integrada, los resultados netos del Midstream y Downstream ayudaron a contrarrestar las pérdidas del Upstream.

La utilidad del segmento de Exploración y Producción cayó en COL\$6.6 billones de pesos, afectada primordialmente por la caída de los precios del crudo, y compensada parcialmente con las optimizaciones logradas en los



contratos de mantenimiento, servicios contratados, costos de dilución y gastos administrativos entre otros.

Por su parte el segmento de Refinación tuvo una variación positiva en su utilidad neta de COL\$300 mil millones de pesos, como resultado de los mejores márgenes de refinación y los menores costos operativos de servicios contratados, materiales y suministros.

El segmento de Transporte continuó generando sólidos resultados, y mostró un incremento de COL\$1.2 billones de pesos en su utilidad, resultado del impacto positivo de la devaluación de la tasa de cambio sobre las tarifas en dólares, así como por los menores costos en servicios contratados y materiales utilizados en la operación. Todo esto en el marco del Programa de Transformación del Grupo Empresarial.

Revisemos ahora en la siguiente lámina las fuentes y usos de la caja del Grupo.

La generación de caja de 2015 se vio afectada por la fuerte caída de los precios del petróleo, a lo cual el Grupo Empresarial respondió rápidamente con sus esfuerzos de reducción de inversiones, reducción de costos y optimizaciones en todos los frentes de la operación.

Adicionalmente se obtuvieron recursos de la liquidación de inversiones temporales y de la primera ronda de enajenación de parte de nuestra participación en la Empresa de Energía de Bogotá. Las necesidades se completaron con endeudamiento adicional del grupo por un valor neto de COL\$ 4.1 billones de pesos, equivalentes a US\$1.4 billones de dólares.

La caja de la compañía continúa en niveles sólidos, que demuestran una política de caja cuidadosa y conservadora.

Vamos en la siguiente lámina a las perspectivas de nuestro plan de desinversiones 2016/2017.



En el periodo 2016/2017 se prevé recaudar entre US\$400 millones y US\$900 millones de dólares con el plan de desinversiones de activos no estratégicos y la dilución de participaciones accionarias, es importante resaltar que la mayoría de desinversiones no están directamente relacionadas con la Industria de Petróleo y Gas. A la fecha hemos anunciado desinversiones en Propilco, y nuestro porcentaje de propiedad en Empresa de Energía de Bogotá e ISA.

En Propilco, se espera iniciar la primera etapa bajo la ley 226, dirigida al sector solidario, en el primer semestre de 2016. Una vez surtida esta fase, y en caso de no enajenarse en la primera etapa, se dará inicio a la segunda etapa para ofrecer las acciones remanentes al público en general.

El plan de caja del 2016 no contempla recursos provenientes de este programa. Por lo tanto, los fondos que se llegaren a obtener fortalecerán la caja de la compañía.

Paso ahora la palabra al presidente.

Juan Carlos Echeverry - Presidente de Ecopetrol

Gracias María Fernanda.

Antes de concluir la presentación me gustaría referirme al proceso de reinversión organizacional que se dio a partir del cambio de estrategia definido por la Junta Directiva en 2015.

Ecopetrol había tercerizado un número importante de actividades que habían llevado a que el número de empleados indirectos alcanzara 48 mil a finales de 2014. En la actualidad ese número se ha reducido a 23 mil empleados indirectos, lo cual implica una optimización de 25 mil puestos de trabajo durante el último año.

Adicionalmente, uno de los principales elementos de este proceso fue la renovación de la mayor parte del Grupo Directivo, el cual se ha involucrado



decididamente en la consolidación de los proyectos necesarios para acometer la transformación de Ecopetrol.

Finalmente, Ecopetrol trabaja con sus sindicatos para construir relaciones de confianza, basadas en principios de respeto y el mutuo reconocimiento, buscando el bienestar de los trabajadores, pensionados y sus familias, siempre dentro del marco de la eficiencia y la sostenibilidad de la empresa.

Vamos por favor a la siguiente lámina para ver las perspectivas para el año 2016.

Los fundamentales del mercado mundial que afectaron los precios del crudo el año pasado permanecen vigentes, lo que exigirá mayores ajustes por parte de la empresa.

2016 es un año de transición para los negocios del Grupo Empresarial. La protección de la caja y la disciplina de capital continuarán siendo el norte de las decisiones de la compañía en 2016. Seguiremos consolidando las medidas de austeridad, eficiencia y reducción de costos a través de la generación de ahorros adicionales por COL\$1.6 billones de pesos en este año, que nos permitan navegar en este entorno de precios y producir barriles rentables.

Ahora bien, no solo con ahorros se construye el futuro. Como lo hemos venido haciendo, robusteceremos el portafolio de exploración y producción mediante una disminución de los breakevens, la disminución del riesgo técnico; y la identificación de proyectos adicionales que aseguren un potencial de crecimiento futuro de la compañía.

Recuerden, en 2016 finalizaremos inversiones importantes en el segmento de Refinación y Transporte, que a partir de 2017 liberarán recursos por más de 1 billón de dólares que se destinarán a los segmentos de Exploración y Producción.



Otro elemento crucial para el futuro, aparte de la excelencia operacional, es la excelencia financiera. Preservar las métricas financieras y la calificación crediticia es de la mayor importancia para Ecopetrol. Haremos los ajustes necesarios para mantener niveles de endeudamiento razonables bajo la coyuntura actual, con el propósito de que en 2016 la relación Deuda/Ebitda no sea mayor a 4 veces, teniendo como referencia un endeudamiento para el Grupo Empresarial entre US\$1.500 millones y US\$1.900 millones de dólares en este año. A la fecha, la compañía ya ha asegurado cerca de US\$475 millones de dólares de financiamiento por medio de créditos comerciales con la banca local e internacional.

Este monto de deuda no incluye los recursos por desinversiones que pudieran materializarse y que fortalecerán la caja en esta difícil coyuntura.

Los ajustes de CAPEX y OPEX pueden llevar al cierre de algunos campos que no sean rentables, como ocurrió recientemente en el campo Caño Sur, con una producción de 1,200 barriles por día. Esto ratifica nuestro compromiso de privilegiar la generación de valor sobre el volumen. Gracias a la disminución de costos operativos, a los precios actuales pudimos preservar el 96% de nuestra producción. Tenemos expectativas de precio del crudo retadoras para el 2016 y 2017, y estamos en proceso de actualizar nuestro plan de mediano plazo para reflejar las condiciones de entorno y las ganancias del proceso de transformación de Ecopetrol.

La compañía demostró una vez más su capacidad para reinventarse y su foco en la excelencia operativa y financiera, orientados a la creación de valor para sus accionistas y sus grupos de interés.

Con esto abrimos la sesión de preguntas y respuestas, muchas gracias.

Sesión de Preguntas y Respuestas

Operadora: Nuestra primera pregunta viene de la línea de Juan Dauder de Bancolombia.



Juan Camilo Dauder - Bancolombia: Buenos días a todos, gracias por la teleconferencia, yo quería hacer dos preguntas, la primera con respecto a las noticias recientes que han habido sobre algunos campos, la prensa nos notificó que habían suspendido Caño sur y Acacias, también se habla pues de una suspensión preliminar dictada por la Corte en Quifa y también hay otro tema sobre el campo Ocelote de Hocol. Yo quería preguntarles de cara pues a estos eventos, estos sucesos, ¿Qué podríamos esperar para la producción del grupo empresarial en los próximos trimestres, que situaciones serían más permanentes y cuáles más temporales y también si hay algunos campos que se verían afectados en su potencialidad operativa de cara pues a los precios actuales del crudo? Y la segunda pregunta está más orientada con respecto al Capex, vemos en la diapositiva número nueve que nos hablan de un Capex entre 2017 y 2020 pero no hay como un número claro, no sé si fue un typo en la diapositiva, pero quería preguntarles ¿Cuál sería el guidance para las inversiones entre 2017 y 2020?, muchas gracias.

Juan Carlos Echeverry - Presidente : Buenos días Juan Camilo, Juan Carlos Echeverry, empiezo por la segunda diapositiva, obviamente la discusión sobre Capex, hay que diferenciar este año de 2017 y 2020, este año nosotros tenemos contemplados US\$4.8 billones, pero como es natural el precio de los primeros dos meses empezó supremamente retador y la decisión va ser durante el año manejarlo como una especie de grifo, como una válvula que si el precio nos lo permite vamos a estar llegando a los US\$4.8 billones, pero si el precio sigue muy retado pues vamos a disminuirlo preservando primero la producción, la generación de caja, segundo, algunos activos críticos de exploración, en particular por ejemplo Kronos-2 que junto con Anadarko estamos teniendo el diálogo sobre hacer el pozo de limitación de Kronos-2 y también movernos hacia hacer una exploración continental onshore para buscar barriles más pronto, pero pues eso con respecto al 2016, con respecto al 2017 si es muy importante lo siguiente, este año nosotros, frente al Capex, terminamos dos proyectos muy importantes y que estaban absorbiendo caja,



uno de ellos Reficar que este año todavía nos demanda una suma importante de recursos cercano a los US\$900 millones, no es que eso aumente el costo ni mucho menos de Reficar, eso ya está contemplado en los costos totales de Reficar, simplemente Ecopetrol tiene que pagar la deuda de Reficar etc, la compañía todavía no cubre esos costos y el otro es terminar Bioenergy, así mismo en el segmento de transporte tenemos inversiones superiores a US\$ 400 millones este año, esos dos montos ya desde el 2017 en adelante no van a estar en esos niveles, simplemente vamos a estar en mantenimiento y aseguramiento de esos activos y por se va a liberar por lo menos US\$1,000 millones para inversión en los segmentos de exploración y producción, entonces exploración y producción pasarán a ser el 90% de la inversión del grupo empresarial después de este año, por eso hemos dicho que 2016 es un año de transición en el cual estamos mejorando el portafolio de exploración y producción en términos del manejo del riesgo, de menor costo de perforación, de activos con mayor materialidad y el desarrollo de la nueva provincia exploratoria del Caribe offshore.

Las sumas específicas, usted entenderá que en este momento tenemos unas sumas globales y van a depender sustancialmente del precio, con respecto a su primera pregunta, a aquellos activos que han estado en las noticias esta semana, estas últimas semanas, Caño sur y Acacías, por un lado son suspensiones temporales en razón al precio y en razón a que pueden ser activos promisorios, Acacías por ejemplo es un activo tremendamente promisorio, pero con el precio actual esta retado, entonces con el socio, ese no es un activo 100% de Ecopetrol, sino que nuestro socio es Repsol, con el socio coincidimos en que a estas condiciones precio era mejor su suspensión temporal y en los casos de Ocelote y Quifa tenemos son unos fallos de jueces que nos afectan temporalmente la producción de Ocelote, y una parte de Quifa, en ambos casos el operador del campo, Hocol en el caso de Ocelote y Pacific en el caso de Quifa, ha mantenido con las comunidades un diálogo activo, de hecho hay acuerdos firmados con las comunidades y lo que



necesitamos es mostrarles eso a los respectivos jueces que han emitido fallos para que validen estos avances en el diálogos con las comunidades, como avances en el proceso de consulta previa; tenemos muy buenos argumentos para elevar ante los jueces pero por supuesto ese es un diálogo con cada una de las instancias, le voy a pedir a Rafael Guzmán que nos comente sobre el caso específico de Caño sur y Acacias para darles a ustedes más información.

Rafael Guzmán - Vicepresidente Técnico: Tal vez para complementar lo que dijo el doctor Echeverry, en Acacias y Caño sur es un cierre temporal y nosotros continuamos trabajando para reducir los costos tanto de producción como de desarrollo para que prontamente podamos reactivar estos campos; de otra parte el tema de dictámenes de jueces que podrían impactar la producción, Ocelote, el caso de Quifa se está trabajando. Tal vez quería añadir que en conjunto los dos, si sumamos el efecto en producción de los dos temas no llegarían a ser mayor del 3% de la producción total de Ecopetrol.

Juan Camilo Dauder - Bancolombia: Muchísimas gracias.

Operadora: y nuestra próxima pregunta es de Catalina Ricaurte de Porvenir, su línea está abierta.

Catalina Ricaurte - Porvenir: Buenos días muchas gracias por la llamada, de pronto complementando un poquito la pregunta anterior, si nos pudieran dar algo de color sobre la producción esperada para el 2016 que no quedó claro; y lo segundo es una pregunta relacionada con los impuestos, en el PyG del cuarto trimestre vi una digamos como una reversión en la provisión del impuesto de renta de COP\$2.2 billones, quisiera entender un poquito a que se debe esta reversión, muchas gracias.

Juan Carlos Echeverry - Presidente: Hola Catalina, nosotros tenemos como se imaginará este año va a estar afectado por la reversión a Ecopetrol de Rubiales a mitad de año y también de Cusiana, eso obviamente genera un



escalón durante el año. El promedio de la producción va ser inferior al del año pasado tanto como por condiciones de precio como por condiciones de declinación, le voy a pedir a Rafael Guzmán que precise los números.

Rafael Guzmán - Vicepresidente Técnico: si Catalina, con respecto a la meta de producción, nosotros ya hemos anunciado una meta de 755 mil barriles por día, hasta el momento no tenemos ningún cambio que comunicar, el cierre de campos Acacias y Caño sur, el impacto total anual es cercano a unos 2,000 barriles por día, para los otros campos como lo mencionábamos también es algo temporal y estamos evaluando que recuperación podemos tener, en todo caso como dije anteriormente el impacto no esperamos que sea mayor a un 3% de la producción total del año.

Catalina Ricaurte - Porvenir: ok, y ¿sobre el tema de impuestos?

Alberto Vargas - Jefe de Servicios Financieros: Catalina buenos días, habla Alberto Vargas, el tema relacionado con los impuestos tiene que ver con un gasto que tuvimos que registrar en el cuarto trimestre del 2015, correspondiente al valor del deterioro de los activos y el goodwill, ese gasto tiene una recuperación en impuestos, es decir una cuenta por cobrar en el futuro que se traduce a través de un impuesto diferido y esa es la reversión que tú estás viendo en ese estado financiero.

Catalina Ricaurte - Porvenir: ok, perfecto, gracias.

Maria Fernanda Suárez - Vicepresidente de Estrategia y Finanzas: Catalina, es Maria Fernanda Suárez, quería complementar el punto de impuestos que es importante para todos los inversionistas para reflejar que este año gran parte del flujo con el que pagaremos nuestros impuestos provendrá de los anticipos que pagamos durante el 2014, por lo tanto desde el punto de vista de caja no esperamos hacer desembolsos para pago de impuestos.

Catalina Ricaurte - Porvenir: ok, mil gracias.



Operadora: y nuestra próxima pregunta es de la línea de Andrés Duarte de Corficolombiana.

Andrés Duarte - Corficolombiana: Buenos días muchas gracias por la presentación, la cifra que acabaron de dar es de 2015 ¿no?, anticipo de 2015.

Maria Fernanda Suárez - Vicepresidente de Estrategia y Finanzas: Es el anticipo que pagamos en el 2014 y que lo utilizaremos para el pago de impuestos durante el 2015.

Andrés Duarte - Corficolombiana: ok bueno muchas gracias, tengo dos preguntas, la primera es conocer la estimación o el cálculo que tienen ustedes de costos de equilibrio en el segmento de exploración y producción, ya sea contable incluyendo Capex por barril, tengo una referencia ahí de la ACP, pero pues quería escuchar de ustedes que tenían calculado si es posible; y la segunda pregunta es solicitarles guidance preferiblemente en términos de EBITDA y si no se puede pues en los términos que ustedes puedan en relación al segmento de transporte y el segmento de refinación, en el caso de transporte teniendo en cuenta la revisión de tarifas que debería haber terminado al cierre del año pasado y que supongo que va a generar una revisión a la baja en las tarifas de transporte y en el caso de refinación, teniendo en cuenta que hay un impairment por COP\$3.2 billones sobre Reficar para 2015 y dentro de los argumentos que veo para hacer dicho impairment está una revisión a la baja en la expectativa de márgenes de refinación para los próximos años, muchísimas gracias.

Juan Carlos Echeverry - Presidente: Muchas gracias Andrés, con respecto al primer punto, es crucial enfatizar que toda la industria ha estado bajando costos de manera impresionante, nosotros estuvimos en Cera Week hace dos semanas y la curva de costos y la curva de oferta de toda la industria del petróleo y gas en el mundo se ha modificado sustancialmente por la baja en costos de todo, pero en particular de perforación, eficiencias, de manera que los precios de equilibrio que antes podían estar en 40, 50 o 60 se han bajado



fácilmente a 20, 30, 40 ese es el caso también en Ecopetrol. Nosotros como yo dije hace un mes, mes y medio nosotros hoy por hoy producimos caja en un rango entre 20 y 30 dólares de precio Brent, esto cambia todos los días, nosotros tenemos retos los costos en nuestros campos y el número de días de perforación por ejemplo en Castilla y Chichimene pasó fácilmente de ser cercano a 40, 37 días a ser entre 20 y 25 días, hemos llegado a perforar pozos en 12, 15 días y esta sigue siendo una exigencia a nuestros técnicos.

De otro lado hemos renegociado tarifas con las compañías de servicios, entonces no le doy un número exacto porque ese número está cambiando a lo largo de los últimos seis meses, los costos de equilibrio se han reducido sustancialmente, fácilmente entre 30% y 40% a todo lo largo de nuestra cadena de exploración y producción, tal vez no sé si Max Torres quien es el vicepresidente de exploración, ya que usted pregunta específicamente sobre costos de equilibrio de exploración y producción, de pronto Max y Rafael Guzmán quieren detallar algo de la respuesta.

Max Torres - Vicepresidente de Exploración: Buenos días, con respecto a los costos de exploración nosotros estamos operando con precio de referencia de 30, 40 y 50, o sea el precio a futuro obviamente la exploración, sobre todo lo que es costa afuera son precios más allá del 2020, 2021 y los precios de referencia que estamos usando obviamente son más altos que los precios actuales, para proyectos más cercanos estamos usando precios de referencia entre 30 y 40 como decía nuestro presidente.

Rafael Guzmán - Vicepresidente Técnico: si Andrés tal vez para complementar, soy Rafael Guzmán, como mencionamos en la presentación, en perforación en particular hemos logrado reducciones de costos del 29% ya a enero de este año, la perforación es el 70%, 75% del costo de desarrollo de nuestros proyectos, también hemos manejado temas en ingeniería de construcción reducciones similares, entonces en general hemos tenido una reducción de unos 30% del costo, pero adicionalmente al reducir el costo



tanto de desarrollo como de producción lo que nos ha dado la información de los pilotos que hemos hecho en todos nuestros campos es muy valiosa para reducir el riesgo técnico, es decir que los volúmenes estimados de los proyectos por venir tenemos mayor certeza, es así que cada vez podemos mejorar nuestro portafolio de inversión en temas de desarrollo y producción

Juan Carlos Echeverry - Presidente: Andrés con respecto al guidance de EBITDA, se imaginará que con una fluctuación de precios tan marcada como la que estamos teniendo, recientemente afortunadamente hacia arriba, pero todos sabemos que este precio sigue siendo un yoyo, y que así como ha subido puede volver a bajar, es difícil dar un guidance preciso de EBITDA porque esto está en función del precio, no obstante le vamos a pedir a Tomas Rueda que le de sus precisiones sobre el tema del segmento de transporte.

Tomas Rueda - Presidente de Cenit: Gracias Andrés, estamos dentro del marco regulatorio teniendo un discusión muy detallada y muy activa entre los transportadores y los productores, obviamente estamos muy conscientes de lo que está sucediendo y de cómo se están comportando los temas y tenemos en teoría hasta junio para llegar a un acuerdo, en línea con su pregunta no hemos llegado a unas tarifas nuevas, sin embargo, pues nuevamente muy conscientes del tema del P por Q, de asegurarnos que los volúmenes no se vayan a afectar, estamos trabajando fuertemente para llegar a un buen resultado muy pronto. Usted recordará que en tema del segmento de transportes la mitad de los ingresos más o menos vienen de los poliductos, entonces esa parte no se vería afectada y seguimos trabajando fuertemente en el tema de eficiencia operacional y eficiencia financiera para que una reducción de tarifas acompañada de una reducción de costos no impacte el EBITDA del segmento del transporte de manera vertiginosa. Entonces tan pronto tengamos resultados de todas estas discusiones que estamos teniendo con los productores les daremos una guía más detallada pero le puedo asegurar que seguiremos con resultados sólidos y para



asegurarnos que también el segmento de producción vea sus resultados muy pronto.

Juan Carlos Echeverry - Presidente: Andrés antes de cerrar y pasar al tema de Reficar, es muy importante que ustedes entiendan que el grupo Ecopetrol tiene una visión estratégica como un grupo integrado, o sea nosotros vemos los diferentes segmentos en su integralidad y con base en eso calculamos los costos en los que incurrimos al producir, al transportar etc. De manera que es ese marco en el cual sobretodo en una circunstancia de precios como la que vivimos a lo largo del año pasado y estos dos primeros meses hemos enfatizado ese marco, la viabilidad de nuestros campos la tenemos que medir es como grupo mirando el costo efectivo de sacar el petróleo y transportarlo hasta puertos. Con respecto al impairment de Reficar, Maria Fernanda Suárez va a tomar el tema.

Maria Fernanda Suárez - Vicepresidente de Estrategia y Finanzas: Andrés como lo mencionaste una de las razones para el impairment que se da en el segmento de refinación es los márgenes que se prevén hacia el futuro y para que tengan una idea aproximada y con mucho gusto Juan Pablo Ospina les va a comentar respecto al margen, en promedio estamos utilizando un margen de refinación para Reficar de US\$17, esto es más bajo de lo que estaba el año pasado y se debe a las condiciones del mercado, así como han bajado los precios del crudo, las expectativas de márgenes de refinación han disminuido también.

Juan Pablo Ospina - Vicepresidente Comercial y Mercadeo: Andrés, Juan Pablo Ospina, en el 2016 se espera que los márgenes de refinación permanezcan altos, aunque no en los niveles que se manejaron en el 2015, eso básicamente como resultado de la oferta y demanda, en el tema de gasolina, van a seguir impulsadas principalmente por el crack, o sea el crack va a seguir subiendo, la demanda va seguir creciendo en la medida que los precios en las estaciones de servicios continúen bajos y el parque automotor



va a seguir presentando crecimientos positivos lo que va seguir impulsando el crecimiento en los márgenes de la gasolina, en relación al diésel, los márgenes se han visto presionados principalmente por las altas temperaturas que se han registrado en el invierno y la demanda ha resultado inferior a lo esperado, esos son los dos factores que nos dicen que aunque vamos a tener unos buenos márgenes en 2016 no van a ser del tamaño de los márgenes del 2015.

Andrés Duarte - Corficolombiana: Ok una cosita, en el caso del transporte, la revisión que está dando es solo con respecto a las tarifas o se están renegociando los contratos como tal, o sea ¿hay un cambio en la proporción de take or pay que tienen en este momento o no?

Tomas Rueda - Presidente de Cenit: El alcance es únicamente con respecto a las tarifas Andrés, el tema de los take or pay no está bajo revisión en este instante.

Andrés Duarte - Corficolombiana: Ok muchas gracias.

Operadora: y nuestra próxima pregunta viene de la línea de Andrés Cardona de BTG Pactual.

Andrés Cardona - BTG Pactual: Muchas gracias, yo tengo dos preguntas, la primera es si ¿nos podrían explicar un poquito a que se debió la contabilidad tan baja en el segmento de refinación en el cuarto trimestre?, el EBITDA por barril fue inferior a US\$1, el promedio en los primeros nueve meses estaba digamos por los lados de los US\$10 por barril y la segunda pregunta es, veía que ya están mencionando algo de revisar las metas 2016-2020, entonces la pregunta va en línea con ese supuesto, cuando se anunció esta estrategia, se hablaban de precios del petróleo de 70, 80 dólares, si nos podrían compartir algo de ¿cómo podría afectar esa meta de producción que ustedes habían planteado al 2020?, muchas gracias.



Juan Carlos Echeverry - Presidente: Gracias Andrés, Tomas Hernández Vicepresidente de Refinación responderá la primera y Carlos Vargas la segunda.

Tomas Hernández - Vicepresidente de Refinación: Buenos días Andrés, Tomas Hernández, la disminución del margen bruto de refinación de Barranca fue afectado en el cuarto trimestre de 2015, obedece principalmente al menor precio de destilados, destilados medios y lo vimos afectado por una baja de US\$1.70 por barril, debido a la reducción del margen del crack spread, esa diferencia fue de US\$4 por barril, lo que significa que las optimizaciones que se hicieron en Barranca han contribuido casi al 50% de la mejora, o sea no se deterioró tanto por las mejoras que se hicieron en Barrancabermeja.

Carlos Vargas - Vicepresidente de Transformación: Gracias Andrés, es Carlos Vargas Vicepresidente de Transformación, bueno con respecto a su pregunta nosotros hicimos nuestro plan en el 2014-2015 con un precio un poco más alto, no, mucho más alto, y realmente estamos trabajando muy fuerte en tratar de reducir con excelencia operativa y con excelencia financiera los costos a los cuales nosotros podemos producir, en eso estamos trabajando fuertemente, estamos trabajando en una nueva estrategia obviamente que nos permita competir a US\$35 por barril, pero lo que podemos decir es que con el plan de transformación y con los ahorros que ya hemos obtenido que son estructurales vamos a tener la oportunidad de poder producir a un precio mucho más bajo y mantener obviamente a la compañía en los niveles que obviamente vayan a ser rentables para la compañía.

Operadora: y nuestra próxima pregunta viene de la línea de Sebastián Gallegos de Credicorp Capital.

Sebastián Gallegos - Credicorp Capital: Buenos días, tengo dos preguntas, muchas gracias por la presentación, la primera yo también quisiera ahondar sobre la producción, el gobierno ya ha bajado su meta de producción a 921



mil barriles de petróleo para este año y ustedes mantienen la meta de producción, mi pregunta ahí es ¿el gobierno y ustedes están trabajando de manera conjunta? Porque pues en ese orden de ideas la meta de producción del 2020 también luce bastante optimista por parte de Ecopetrol; y la segunda pregunta quisiera entender o que me dieran un poco más de guidance sobre el tema de Reficar una vez entre en operación en full capacidad, si nos pudiera compartir como Ecopetrol va a manejar la carga entre las dos refinerías y adicionalmente ¿cuánto espera Ecopetrol que se reduzcan los costos relacionados con importaciones y con compras a terceros?, gracias.

Rafael Guzmán - Vicepresidente Técnico: Sebastián buenos días, Rafael Guzmán, referente a la pregunta de producción tenemos dos temas, el primero como en todos los años nosotros siempre tenemos opciones adicionales de producción para mantener nuestros volúmenes, en particular en este año hay que tener en cuenta que desde el primero de julio iniciamos a operar el campo Rubiales y toda la producción de este campo será nuestra. Esto impacta cercano a 67 mil barriles que puntualmente incrementa la producción de Ecopetrol, también tenemos la reversión de Cusiana que nos aporta una buena producción adicional para el año de nosotros, entonces por eso es que actualmente aún a pesar de los efectos que hemos tenido de los cierres de campos que hablamos anteriormente, nosotros consideramos que tenemos las opciones para mantener nuestra producción.

Juan Pablo Ospina - Vicepresidente Comercial y Mercadeo: Sebastián muchas gracias, Juan Pablo Ospina, respecto a su segunda pregunta, Reficar siempre va a maximizar su carga de crudo entre el producto importado y el producto nacional e igualmente lo seguirá haciendo Barranca, es decir entre estas dos refinerías no se va a generar una competencia si no al contrario lo que vamos a hacer es eficientar la mejor manera para el grupo empresarial los ingresos y respecto a las importaciones, el país actualmente está importando un poco más de 110 mil barriles día entre diésel y gasolina y la



idea es que esas importaciones sean reemplazadas por Reficar hacia el mercado nacional, entendiendo que es un mercado que remunera de la misma manera que lo hace el mercado internacional.

Juan Carlos Echeverry - Presidente: Una cosa Sebastián y para varios de ustedes que han preguntado sobre la producción, quiero enfatizar lo que dije al principio y es la producción de este año, por un lado tiene una declinación natural que todos la conocemos y un escalón en el mes de julio cuando recibimos Rubiales y recibimos Cusiana, obviamente la producción del país se afecta pero la de Ecopetrol tiene ese efecto compensación. De otro lado la producción nuestra está calculada con una inversión de US\$4,800 millones, en la medida en que el precio empezó más retado y como yo les decía antes, nuestra inversión la vamos a manejar como un grifo que vamos abriendo en la medida que el precio lo permita pero que si el precio sigue desafiante, pues tendríamos una inversión un poco menor, en esa medida si se puede afectar la producción, o sea nosotros le estamos contando las metas que tenemos para este año que son metas indicativas pero entenderán que este año necesariamente mes a mes tendremos que ir acomodando las campañas de perforación críticas, que son críticas para la producción de Chichimene, de Castilla, cuando ya recibamos Rubiales, Rubiales, esas campañas de perforación van a estar claramente en función de la disponibilidad de caja y esta a su vez claramente en función del precio, entonces nuestra meta está asociada por supuesto a una meta de US\$4,800 millones de inversión pero esto se revisará en cada momento del tiempo.

Sebastián Gallegos - Credicorp Capital: Gracias, solo un comentario adicional está perfecto y claramente la reversión de Rubiales y eso puede lograr la meta este año pero yo de pronto me refería más a la meta de 2020 con las estimaciones que tiene el gobierno para este año y pues no tan optimistas para los años siguientes, si ustedes podrían eventualmente revisar nuevamente esa meta de 870 mil en 2020, gracias.



Juan Carlos Echeverry - Presidente: si Sebastián, obviamente el escenario de precios que teníamos en mente a principios del año pasado cuando planteamos la meta a 2020, era un escenario de precios que fluctuaba entre 70 y 80 dólares digamos entre el 2017, 2018, 2019 y 2020, hoy por hoy todas las predicciones de precios se toman con una pizca de sal, después de lo que nos pasó en enero y febrero yo creo que no solo Ecopetrol si no toda la industria alrededor del mundo cualquier predicción de precios la tomamos con una pizca de sal, hay gente que dice que a mitad de año ya hay una reversión hacia precios más altos, que el próximo año también podemos esperar precios más altos, pero usted entenderá que preferimos nosotros estamos muy enfocados en la preservación de caja y en la excelencia financiera de manera que estamos tomando con mucha cautela cualquier proyección de precios en particular las optimistas. Entonces el plan que hicimos al 2020 lo estamos revisando, queremos un poco esperar también a ver como se materializan las tendencias de precio, esta tendencia que hemos observado los últimos días con una fuerte tendencia hacia acercarse a los 40, obviamente la tomamos con beneplácito pero uno le cree como a medias a que el precio suba tanto en tan poco tiempo, esto puede volver a bajar, entonces hasta que el precio no se materialice nuestro plan 2016-2020, nos vamos a demorar un poco en publicarlo porque no arriesgamos a pecar bien sea por optimismo o bien sea por pesimismo pero créame que si lo estamos revisando, naturalmente si los precios fluctúan de 60 a 80 del 2017 al 2020 pues hay un montón de barriles que de los que nosotros anunciamos como meta que se pueden producir pero espero que me entienda que en las actuales circunstancias de precios es muy difícil sacar una proyección a cuatro años.

Sebastián Gallegos - Credicorp Capital: Excelente gracias.

Operadora: y nuestra próxima pregunta es de la línea de Bruno Montanari de Morgan Stanley.



Bruno Montanari - Morgan Stanley: Buenos días muchas gracias por la oportunidad, tengo una sola pregunta ¿Cómo se está preparando Ecopetrol para asumir el control del campo Rubiales este año? gracias.

Juan Carlos Echeverry - Presidente: Bruno, Héctor Castaño el Vicepresidente de Activos con Socios le responderá.

Héctor Castaño - Vicepresidente de Activos con Socios: Bruno buenos días, ciertamente Ecopetrol viene preparándose para la toma de la operación de campo Rubiales hace más de un año, tenemos conformado un equipo técnico muy calificado de Ecopetrol que ha venido estructurando todo el plan de toma de la operación de campo Rubiales, el cual ya presenta un gran avance a la fecha y damos plena confianza de que para la fecha estimada de toma de la operación estamos totalmente preparados.

Juan Carlos Echeverry - Presidente: Bruno, solo un comentario ten en cuenta que nosotros somos socios de Pacific en el campo Rubiales, de manera que Héctor Castaño y su equipo se reúnen semanalmente con ellos y pues toda la estrategia de producción, de perforación, de manejo de agua, comunidades etc, todos los campos de acción de Pacific en Rubiales nosotros los tenemos monitoreados en nuestra calidad de socios, entonces recibir el campo no implica ninguna sorpresa simplemente nosotros tenemos la responsabilidad operativa y como dice Héctor pues estamos preparando el equipo desde hace un año para esto porque esto era algo previsto desde principio del año pasado, así que si bien habrá algunos retos obviamente en varios frentes, estamos bastantes preparados para esto.

Bruno Montanari - Morgan Stanley: Perfecto, gracias.

Operadora: y nuestra próxima pregunta es de la línea de David Gamboa de ETBH.

David Gamboa-ETBH: Buenos días muchas gracias por la presentación y tomar las preguntas, la primera va en cuanto a costos, en cuanto a lo que se



tiene previsto para este año, vimos en el reporte de hoy que hubo una mejora en cuanto a los costos por diluyente pues como bien lo sabemos Ecopetrol está produciendo 57% de crudos pesados y el costo de diluyente es un componente significativo en cuanto al costo por barril, viendo la mejora de 80cst como ustedes lo ponen bien en el reporte y con la mejora de 100 cst que se tienen previstos para el 2016, quería saber si es justo asumir que los costos por diluyente podrían bajar en línea con esa expectativa? O sea podremos esperar que el costo por barril de diluyente baje otros 94 centavos de dólar, hacia otro dólar por barril, esa es la primera pregunta y quisiera saber si de los COP\$1.6 billones que se tienen presupuestados en ahorros adicionales al 2016, qué porcentaje de estos ahorros en diluyente podría llegar a representar en este COP\$1.6 billones de ahorro total?, esa es como la primera pregunta en cuanto a costos, la segunda ya en cuanto a crecimiento de producción, un tema que ya hemos tocado varias veces, pero quisiera pensar un poco más, asumiendo que se llegue a invertir los US\$4.8 billones que se tienen presupuestados para este año, mucho del crecimiento de la producción del 2016 y a futuro, como bien ustedes lo han dicho, se basa en más perforación en Castilla y Chichimene, ya vimos que los campos han crecido, Castilla 17% y Chichimene 40%. En caso tal que se pueda llevar a cabo este plan de inversiones nos podrían dar un poquito más de detalle en que se espera de estos campos en 2016, es decir comparar la meta a la cual los campos deberían estar produciendo a final de este año versus lo que están produciendo en este año. Y lo último si lo permiten va por la misma línea del crecimiento de la compañía, si bien hemos visto el éxito exploratorio y el crecimiento por nuevos descubrimientos que se vallan a traer en línea, tal vez no van a aportar bastante a este año. Quisiera saber si nos pueden comentar un poco como ven ustedes el estado del mercado petrolero en Colombia ven muchas compañías que están en una situación económica de stress y de las cuales Ecopetrol pueda aprovechar y expandirse inorgánicamente ¿cuál es el pensamiento de ustedes en cuanto a expandirse y adquirir activos o una compañía en Colombia?, gracias.



Carlos Vargas-Vicepresidente de Transformación: Bueno, gracias David por su pregunta y en realidad usted lo ha dicho el diluyente es bastante importante para el grupo empresarial, 57% de nuestra producción como usted lo sabe es de crudo pesado y extra pesado por ende todas las iniciativas que hagamos en diluyentes es demasiado importante, déjeme recordarle que desde el 2015 nosotros estamos trabajando fuertemente en poder transportar más crudos viscoso a través de nuestros sistemas de transporte por ende en el 2015 incrementamos hasta 300 centistokes y eso nos llevó a una reducción de más o menos unos 5200 barriles de diluyente. En el 2016 que ya estamos hoy en día en marzo podemos decir que ya estamos transportando 400 centistokes, que era otra parte de la palanca, eso nos está determinando una reducción bastante buena para nosotros, alrededor de unos 6500, 7000 barriles de diluyente lo que hace que se disminuya el costo unitario en alrededor de un 10%, eso permite obviamente que sea importante la cantidad de plata que nosotros podemos tener ahí. Eso no quiere decir que paramos en ese momento. Nosotros estamos mirando cómo podemos optimizar nuestro sistema de transporte incrementando los centistokes que podemos transportar a través de nuestros oleoductos, además de eso estamos utilizando nuestros propios crudos que son mucho más livianos en el pie de monte llanero lo que nos permite optimizar gran cantidad del diluyente que nosotros tenemos ahí. Y tenemos también unas campañas totalmente agresivas acerca del desperdicio, por así llamarlo de alguna manera, que tenemos en nuestro diluyentes para optimizar cual es la cantidad que es realmente crítica para poder tener, es decir que nosotros estamos trabajando fuertemente para que el diluyente, bueno hay un punto muy importante que no simplemente es el diluyente sino que también es el paseo molecular es decir que si nosotros utilizamos menos diluyente pues vamos a utilizar menos el paseo molecular de llevar diluyente hasta nuestros campos que quedan en el meta, la mayoría de los crudos pesados, y eso es un ahorro bastante importante para el 2016. En términos generales te



podemos decir que nosotros podemos tener alrededor de un 25% de meta de ahorro en diluyente para el 2016.

Juan Carlos Echeverry-Presidente: A ese respecto David en los \$1.6 nosotros no tenemos en este momento adicionado un ahorro por diluyente, el ahorro por diluyente y por transportar a 400 centistokes de viscosidad ya venía dentro de los ahorros del año pasado. En el \$1.6 los temas críticos son renegociación de contratos, cancelación de consultorías, renegociación de energía no regulada, de carro tanques, de helicópteros, compra de repuestos, optimización en todo el bodegaje de repuestos que tenemos en toda la compañía, revisión de contratos de asociación, priorización y redefinición de mantenimiento y gasto laboral. Esos son los ítems fundamentales del \$1.6 para este año, entonces como usted vera ahí no tenemos incluido un adicional por diluyente, nosotros en este momento estamos transportando ya en 400 centistokes, eso es un experimento que estamos haciendo que ha resultado bien para eso necesitábamos al oleoducto Caño Limón Coveñas funcionando al 100%, hoy estamos transportando 220 mil barriles por el oleoducto Caño Limón Coveñas eso era crítico para liberar capacidad en Ocesa, etc. De manera que está funcionando bien, esa promesa de valor la estamos materializando pero como le digo esa no es parte de los \$1.6.

Con respecto al crecimiento, antes de que Rafael Guzmán le responda en términos precisos sobre Castilla y Chichimene, déjeme hacer un énfasis, nuestro crecimiento está parado en dos piernas por decirlo así, uno el crecimiento en producción con base en campañas de perforación infill y con base en recobro mejorado, que esto es sobre los campos maduros existentes y otro el crecimiento con base en exploración, nosotros ya a finales del 2014 al 2015 demostramos que la nueva doctrina exploratoria del nuevo grupo de exploración que tiene una base en Bogotá y otra base en Houston ya demostró que es capaz de producir resultados y pues lo primero fue que abrimos una nueva provincia de exploración en el Caribe colombiano, esa



provincia de exploración que por lo pronto nos ha dado gas pero que tenemos puestas grandes expectativas tiene una muy buena promesa para los próximos cinco años, todos lo sabemos, estos son proyectos a largo plazo que en el desarrollo de gas necesitaremos traer socios nuevos etc, pero tanto Anadarko como nosotros tenemos una gran expectativa en esa nueva provincia exploratoria. Ahora bien con los precios bajos en los últimos tres meses del año pasado y los dos primeros meses de este año, la Vicepresidencia de Exploración cambio su mezcla por decirlo así, entre el offshore y el onshore, el offshore sigue manteniendo esta nueva provincia exploratoria pero en el onshore hay muchas posibilidades de trabajar también en nuestros campos maduros pero en otras áreas que son Caguan-Putumayo, creamos un grupo específico para Caguan-Putumayo donde hay una gran capacidad de encontrar nuevo crudo, lo otro es llanos orientales, piedemonte, y el Magdalena, pues toda la cuenca del Magdalena, de manera que la Vicepresidencia de Exploración está trabajando una mezcla más rica entre onshore y offshore, entonces esa pierna del crecimiento esperamos que sea tan importante como la pierna de producción, yo le pediría este es un tema crítico para ustedes y para nosotros, desde el 2017 en adelante creemos que tenemos una gran capacidad de dar resultados ahí, por qué?, porque tendremos liberación de al menos US\$1000 millones que están consumiendo el midstream y el downstream hasta el 2016, es decir habrá más recursos y estamos mejorando en todas las variables que afectan el crecimiento tanto en producción como en exploración, entonces yo ya hablé por los productores y los exploradores, pero voy a dejar que ellos entren un poquito en detalle, porque veo que este tema se ha repetido en las preguntas, entonces primero Rafael y luego Max.

Rafael Guzmán- Vicepresidente Técnico: Si David, en cuanto ya al detalle de Castilla y Rubiales usted está totalmente en lo cierto, la opción más inmediata que tenemos de sostener y crecer la producción es la perforación para reducir espaciamiento y principalmente en Castilla y Chichimene, pero



también el campo Rubiales y en estos tres tenemos gran potencial, ahora como usted lo menciona, si nosotros cumplimos con nuestro plan de inversión de US\$4.8 billones y continuamos la perforación en estos campos, nosotros esperamos una producción promedio anual para Castilla de 120 mil, Chchimene entre 65 mil y 70 mil barriles por día y para Rubiales de 115 mil barriles por día.

Max Torres- Vicepresidente de Exploración: Buenos días David, Max Torres te habla, el Vicepresidente de Exploración. Elaborando un poco sobre lo que comentaba nuestro presidente, ciertamente hemos cambiado de hace un año, año y medio la forma de trabajar exploración en Ecopetrol, yo creo que eso es evidente con los resultados del fin del 2014 y el 2015, la apertura de una nueva provincia de frontera en el offshore colombiano, yo creo que eso es sumamente importante y ha sido destacado por muchos medios especializados en el tema de exploración, eso es una provincia nueva que se abre y muy promisoría para nuestro crecimiento. El crecimiento como bien decía nuestro presidente tiene dos vertientes, uno el recobro mejorado y la siguiente la exploración, por lo tanto estamos apostando al crecimiento orgánico, yo creo que eso es muy importante de entender, de que el crecimiento orgánico también tiene a su vez tiene dos posiciones, una posición que es el crecimiento dando sostenibilidad un poco más a largo plazo con lo que se está haciendo en golfo de México y con lo que estamos haciendo en el Caribe colombiano y también tenemos una vertiente nueva que es focalizarnos en la reevaluación de los campos existentes, la evaluación de lo que llamamos legacy assets, que son los campos tradicionales de Ecopetrol y traer gente nueva, visiones nuevas, tecnologías nuevas y ver si podemos revitalizar un poco la actividad de estos campos que llevan en producción 30 años o 40 años. Entonces esto es un poco el mix que vemos hacia futuro, es un mix offshore-onshore, por supuesto a precios altos nos habíamos puesto más hacia la posición de explorar en el offshore, pero en este momento estamos en este escenario de precios bajos, pensando y



viendo de que para el 2017, 2018 podríamos tener una visión cercana a una exploración cerca de infraestructura y la reevaluación de campos en producción. Yo creo que este mix seguramente nos va dar buenos resultados, ya el offshore ya no es una promesa, es una realidad y yo estoy seguro que con nuestros nuevos teams que hemos preparado hacia fin del 2015 vamos a entregar valor hacia fin del 2016 y estar listos para perforar en el 2017, muchas gracias.

Juan Carlos Echeverry-Presidente: David usted pregunta también sobre si estamos apostando sobre un crecimiento no orgánico, pues este es un momento muy interesante en la industria porque muchas empresas en las Américas por ejemplo, nos están buscando para ofrecernos activos muy interesantes, en México, en Brasil y en otros países de la región igual en Colombia ahora al mismo tiempo nosotros estamos ofreciendo activos que consideramos muy interesantes tanto para exploración como para producción, de manera que digamos que entre “el trading de activos” está muy activo, pues los farm-outs por parte de todo el mundo están ofreciendo cosas muy interesantes pero obviamente las novedades de caja hace que al mismo tiempo todos estemos siendo muy conservadores en que comprar, es un mercado de compradores y depende de la disponibilidad de caja.

Nosotros nos mantenemos abiertos a hacer farm-ins y a mirar que nos están ofreciendo porque en realidad hay cosas muy atractivas pero pues obviamente nuestro foco principal es la preservación de la caja dada la incertidumbre de precios. Entonces vamos a ser muy conservadores en la elaboración de cualquiera de las cosas que nos están ofreciendo o que están disponibles en el mercado, esperando a que los precios muestren unas tendencias más sólidas y podamos hacer los números de manera más sólida.

David Gamboa-ETBH: muchas gracias.

Operadora: y nuestra última pregunta viene de la línea de Mariam Franco de BBVA.



Edgar Romero- BBVA: Buenos días mi nombre es Edgar Romero de BBVA, gracias por la presentación, tengo básicamente dos preguntas, la primera está relacionada concretamente con Castilla y Chichimene y el campo Rubiales, me gustaría saber concretamente para cada uno de estos tres campos cual es el punto de equilibrio de cada uno hablando en términos de EBITDA? pues dada la coyuntura actual pues que son campos que pesan bastante en la producción total de crudo de Ecopetrol, y la otra pregunta esta relaciona con una cuenta del pasivo que me llamo la atención como para tener un poco de color adicional, está relacionada con la cuenta de obligaciones laborales a largo plazo pues que realmente presenta una disminución de casi dos billones entre el tercer trimestre y el cuarto trimestre, muchas gracias.

Rafael Guzmán- Vicepresidente Técnico: Edgar muy buenos días, si estos tres campos que usted menciona obviamente son gran parte de nuestra producción y nosotros en realidad tenemos costos de levantamiento muy bajos alrededor de tres o cuatro dólares para estos campos, el margen EBITDA de estos campos esta en promedio unos 20,25, 26 dólares por barril

Alberto Vargas-Jefe de Servicios Financieros: Edgar buenos días gracias por su pregunta, en efecto la cuenta que usted está observando de pasivos laborales, primero le comento que corresponde al cálculo del pasivo actuarial que tiene Ecopetrol con todos sus pensionados y segundo la respuesta de ¿por qué está disminuyendo? corresponde al plan de optimización de costos de salud, en que Ecopetrol arrancó a mediados del 2013, en esa época nuestros costos de salud prácticamente incrementaban año a año en niveles del 20%, esta campaña de control de costos indica que nuestro crecimiento ahora es cercano a la inflación, cerca de 6%, 7% y 8% y ese es el motivo de reducción que usted está observando en ese pasivo.



Edgar Romero- BBVA: Perfecto muchas gracias, tan solo quería, es que no escuche muy bien, que el EBITDA del punto de equilibrio para estos tres estos campos están entre 20 y 25 dólares por precio de petróleo, ¿correcto?

Rafael Guzmán- Vicepresidente Técnico: Edgar para aclarar, el precio de equilibrio del crudo Brent que es nuestra referencia para estos campos, para que den un margen de EBITDA positivo está en el promedio que les mencioné.

Juan Carlos Echeverry-Presidente: A ver, los costos de levantamiento en llanos orientales están alrededor de US\$3 y los costos de transporte entre 10 y 15 dólares, entonces los crudos pesados de Castilla y Chichimene puestos en puerto pueden estar entre 12, 15 y 16 dólares, de manera que a un Brent de 30 los campos son perfectamente viables, ahora el margen EBITDA pues fluctuará de manera concomitante con las cifras que le he dado.

Rafael Guzmán- Vicepresidente Técnico: entre los costos que da el doctor Echeverry, están los costos de dilución por estos campos que están alrededor de 8 dólares entonces US\$8 más un lifting cost de 3 y el costo de transporte de US\$10 dólares, aun generamos un margen positivos como decía yo entre 20 y 25 dólares para estos campos

Edgar Romero- BBVA: Vale muchas gracias, de pronto una última pregunta relacionada con todos los planes que tienen en cuanto a mejorar el factor de recobro y pues que esperan que para el cuarto trimestre empiecen con la inyección de aire, digamos que estos proyectos teniendo en cuenta los precios actuales que son tan bajos ¿A qué precio es económicamente viable para llevar a cabo estos proyectos de recobro secundario?, gracias.

Rafael Guzmán- Vicepresidente Técnico: si tal como lo menciona el doctor Echeverry anteriormente, uno de nuestros fundamentales para crecimiento y sostenibilidad es poder extraer más petróleo de los campos ya existentes en producción. Coherentemente con, esto durante este año nosotros



continuamos nuestra inversión en los pilotos de recobro mejorado, que principalmente será mantener en operación los que ya hemos iniciado en años pasados más los que iniciamos el año anterior, que fueron 8 nuevos pilotos, nosotros lo que miramos es un tema de mediano y largo plazo, el conocimiento que generan estos pilotos es básicamente la reducción del riesgo financiero como técnico y prepararnos para el futuro, adicionalmente a esto las eficiencias que estamos logrando tanto en inversión, hablamos de perforación, facilidades, como de levantamiento, transporte y demás son los que nos van a permitir hacer rentables estos proyectos, anteriormente nosotros hablábamos de precios de equilibrio para estos proyectos entre US\$50 y US\$60, con las eficiencias que estamos obteniendo y con el conocimiento que estamos sacando de este programa estamos reduciendo entre US\$10 y US\$15 el precio de equilibrio para estos proyectos.

Edgar Romero- BBVA: Vale, muchas gracias.

Operadora: Damas y caballeros esto concluye la sesión de preguntas y respuestas, le paso la palabra al presidente Juan Carlos Echeverry para comentarios finales.

Juan Carlos Echeverry-Presidente: Pues darles gracias a todos ustedes por el interés en la compañía, por el esfuerzo que han dedicado a entender los resultados del último trimestre y del 2015 como un todo, espero que hayamos resuelto sus dudas, en caso contrario también pueden seguirse comunicando con la oficina nuestra de servicio a inversionistas y por supuesto todo el grupo directivo va a estar a disposición para que cualquier pregunta y precisión en estos días las sigamos resolviendo. Un saludo para todos

Operadora: Damas y caballeros gracias por su participación en nuestra conferencia de hoy, esto concluye el programa y puede desconectarse, que tenga todos un lindo día.