

TEXTO LLAMADA DE CONFERENCIA
Resultados Financieros y Operacionales
Cuarto trimestre de 2014

Lámina 2: CLAUDIA TRUJILLO

Buenas tardes a todos y bienvenidos a la llamada de conferencia donde presentaremos los resultados financieros y operacionales de Ecopetrol en el cuarto trimestre y el año 2014.

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. Dichas proyecciones 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.

Lámina 3: CLAUDIA TRUJILLO

La llamada de conferencia será liderada por el Sr. Javier Gutiérrez, presidente de Ecopetrol.

Adicionalmente participan: Héctor Manosalva, Vicepresidente de Desarrollo y Producción; Pedro Rosales, Vicepresidente del Downstream; Adriana Echeverri, Vicepresidente Corporativa de Estrategia y Crecimiento; Magda Manosalva, Vicepresidente Corporativa de Finanzas; Max Torres, Vicepresidente de Exploración; Rafael Guzmán, Vicepresidente Técnico; Alberto Vargas, Jefe de Servicios Financieros, y Thomas Rueda, Presidente de Cenit.

Lámina 4: CLAUDIA TRUJILLO

Iniciaremos la presentación mostrando los principales logros del cuarto trimestre y el año 2014; luego repasaremos los resultados de cada segmento de negocio, para pasar a los resultados financieros y finalizaremos con las perspectivas para el año 2015.

Ahora le cedo la palabra al Sr. Gutiérrez, presidente de Ecopetrol.

Lámina 5: DR. GUTIÉRREZ

Gracias Claudia. Buenas tardes a todos los participantes en esta llamada de conferencia.

Quiero empezar por destacar los logros obtenidos en 2014.

En Exploración, durante el cuarto trimestre anunciamos los descubrimientos de Orca y Nueva Esperanza en Colombia, que se suman a los de Tibirita, Golosa y Cacica y a los de León, operado por Repsol, y Rydberg, operado por Shell, localizados en el Golfo de México de los EE.UU.

En producción, tras dos trimestres consecutivos de crecimiento, en el cuarto trimestre alcanzamos una producción promedio de 765 mil barriles por día. La producción promedio para el año fue de 755 mil barriles por día, 33 mil barriles menos que en el año 2013, debido principalmente a situaciones de entorno y seguridad, y restricciones para el manejo de agua, con una producción diferida de 64 mil barriles por día.

Así mismo, cerramos el año con 13 pilotos de recobro mejorado en ejecución.

Las reservas probadas de crudo y gas alcanzaron 2.084 millones de barriles equivalentes de petróleo, con un índice de reposición de reservas de 146%. La vida media de las reservas aumentó a 8,6 años.

Pasemos por favor a la lámina siguiente.

Lámina 6: DR. GUTIÉRREZ

Continuamos fortaleciendo el segmento de Midstream, que presenta sólidos resultados financieros gracias a la consolidación del nuevo modelo de negocio de transporte. En el cuarto trimestre completamos la ampliación de capacidad del Proyecto Delta 35 de Ocesa e iniciamos la operación de 23.500 barriles por día adicionales en el sistema Santiago-Porvenir.

En Refinación, avanzamos hacia la culminación del proyecto de ampliación de la Refinería de Cartagena. El segmento muestra mejores resultados financieros -EBITDA positivo- gracias a mejores márgenes y al mejor desempeño operacional.

En comercialización nos vimos afectados por la fuerte caída del precio del crudo. También se presentó una mayor demanda interna de combustibles gracias al crecimiento económico de Colombia, y continuamos aumentando la participación de los mercados asiáticos en nuestras exportaciones.

Pasemos por favor a la siguiente lámina.

Lámina 7: DR. GUTIÉRREZ

Los bajos precios, la menor producción y el crecimiento de los costos y gastos inducidos por factores exógenos y no operacionales redujeron los resultados financieros de la compañía. El cuarto trimestre de 2014 se vio impactado por mayores gastos exploratorios, el deterioro en inversiones petrolíferas y activos, mayores gastos financieros y una mayor tasa efectiva de tributación.

Todos estos factores nos llevaron a cerrar el ejercicio con una utilidad neta de \$7.8 billones de pesos, 41% inferior a la de 2013. El margen EBITDA se situó en 39%, nivel competitivo cuando se compara con otras compañías del sector.

En 2014 tuvimos exitosas operaciones de emisión de deuda por US\$3,2 billones de dólares, y las agencias Moody's, Fitch y Standard & Poors ratificaron nuestra calificación de riesgo en moneda extranjera de Baa2, BBB y BBB respectivamente.

Resaltamos también la firma de la convención colectiva con nuestros 4 sindicatos por un período de 4 años y la ratificación de Ecopetrol por cuarto año consecutivo como parte del Índice Mundial de Sostenibilidad de Dow Jones.

Esta nueva realidad de precios nos llevó a diseñar un presupuesto de inversiones ajustado por US\$7.8 billones y a formular una estrategia de optimización de costos y gastos para el año 2015 por US\$3.6 billones de dólares.

Finalmente, la compañía continuó avanzando en el proceso de revisión de su estrategia corporativa enfocada en la generación de valor y la sostenibilidad.

Vamos por favor a la siguiente lámina para presentar la ejecución de inversiones.

Lámina 8: DR. GUTIÉRREZ

Las inversiones de Ecopetrol y su participación en las inversiones de las compañías del grupo en 2014 ascendieron a 8.680 millones de dólares.

El 50% de la inversión se destinó al segmento de Producción, principalmente para las campañas de perforación de desarrollo y construcción de facilidades en los campos de los Llanos Orientales; el 21% se destinó a Refinación, primordialmente para la modernización de la Refinería de Cartagena y el plan maestro de servicios industriales de Barrancabermeja; el 16% Exploración para la perforación de 28 pozos A3, 9 delimitadores y 6 estratigráficos, y la adquisición 6,600 kilómetros de sísmica; el 11% al Midstream para diferentes proyectos de incremento de capacidad de transporte de crudo, refinados y almacenamiento, y el restante 2% a proyectos Corporativos.

Ahora le cedo la palabra a Max Torres, nuestro Vicepresidente de Exploración, quien comentará acerca de los principales resultados de ese segmento.

Lámina 9: MAX TORRES

Gracias Dr. Gutiérrez.

Como balance del año 2014, en exploración, en Colombia se perforaron 21 pozos exploratorios A3. De este total, 17 pozos fueron perforados por Ecopetrol S.A. y 4 pozos fueron perforados por Hocol S.A.. De este total de pozos 5 fueron Exitosos con una tasa de éxito del 24%

Para destacar en Colombia:

- Obtuvimos el primer descubrimiento de hidrocarburos en aguas profundas del Caribe Colombiano con el pozo Orca-1, que está localizado 40 kilómetros al norte de la costa del departamento de la Guajira.
- Otro Descubrimiento significativo de se hizo en el pozo Nueva Esperanza-1 en el bloque CPO-09.
- A estos se suman otros descubrimientos reportados anteriormente como son: Golosa (Bloque de Mares en el Valle Medio del Magdalena), Tibirita 1A (Bloque Caño Sur Oeste) y Cacica (Bloque Cuisinde en el Valle Superior del Magdalena).

Para destacar a nivel internacional,

- Se perforaron 7 pozos exploratorios offshore (5 pozos en el Golfo de México y 2 en Angola). Donde 2 fueron exitosos con una tasa de éxito del 28%
- Se destaca el éxito exploratorio en los pozos León (operado por Repsol (60%) y una participación de Ecopetrol del 40%) y el pozo Rydberg (operado por Shell (57.2%), en asociación con Nexen (14.3%) y Ecopetrol (28.5%)), ambos localizados en el Golfo México de EE.UU.

Ahora le paso la palabra a Rafael Guzmán quien le comentara sobre los principales resultados de producción.

Lámina 10: RAFAEL GUZMÁN

Gracias Max.

Durante el año 2014 la producción promedio del Grupo empresarial reportó un descenso de 4.2%, ubicándose en los 755 mil KBPED. Los factores que restringieron la producción fueron principalmente: 1) las limitaciones en la capacidad de disposición de agua, mayoritariamente en Rubiales, 2) los atentados a la infraestructura 3) la disminución temporal del potencial de los campos de Gas en la Guajira debido al proyecto GACE IV y (4) la declinación propia del campo y 5) y por ultimo las dificultades operacionales asociadas a paros, comunidades, orden público, las cuales causaron retrasos en la entrada de nuevas facilidades y pozos.

A pesar de estas restricciones, logramos revertir la tendencia decreciente en la producción, recuperándonos de la caída de principios de año y volviendo a una senda de crecimiento en los últimos dos trimestres del 2014. Lo anterior se

obtuvo principalmente por los resultados de nuestra operación directa con los records de producción que alcanzamos en Chichimene y a los aumentos de producción en Castilla. Adicionalmente, avanzamos en el proyecto Akacias llevándolo a niveles de producción de más de 10.000 KBPED y logramos finalizar con éxito la ejecución del proyecto GACE IV en la Guajira.

Nuestras filiales lograron un incremento de más del 7% en su producción, principalmente apalancado por el crecimiento de la producción costa afuera de Ecopetrol América Inc.

En las actividades técnicas de Ecopetrol S.A, logramos perforar durante el año anterior cerca de 761 pozos de desarrollo. Adicionalmente ejecutamos 259 trabajos de *workover*. En materia de perforación, contamos con un programa de transformación, donde nos hemos venido enfocando en mejorar la eficiencia de capital. A través de estos esfuerzos hemos venido logrando ahorros cercanos al 30% en costos de perforación.

Igualmente la empresa y sus socios lograron durante el año aumentar el aceite original in situ (OOIP) en nuestros campos en 4% llegando a los 53,3 Billones de barriles de petróleo equivalente.

Todo esto se ha apalancado a través de esfuerzos de consolidación organizacional. Durante el 2014 en Ecopetrol S.A, se creó la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción (VDP), la cual, a través de un nuevo modelo de operación con Vicepresidencias Regionales, ha permitido garantizar una mayor gobernabilidad en las áreas de operación así como un mayor acercamiento con las comunidades.

Lámina 11: RAFAEL GUZMÁN

Para el cierre de 2014 tenemos noticias positivas con relación a nuestro balance de reservas. Las reservas probadas netas de hidrocarburos del grupo empresarial ascendieron a 2.084 Mbpe, lo que representa un incremento de 5,7% frente al cierre del 2013. En los últimos 5 años Ecopetrol ha logrado aumentar sus reservas netas en un 22% y alcanzó un índice de reposición de 150% en promedio, manteniendo la tendencia positiva año tras año.

El índice de reposición de reservas del año 2014 fue de 146%, mayor al registrado en 2013 cuando se ubicó en 139% muy por encima del promedio de la industria. La vida media de nuestras reservas se incrementó a 8,6 años, es decir, un 5% superior respecto al indicador del 2013 cuando se situaba en 8,1 años.

Iniciamos el 2014 con un balance de 1.972 Mbpe, de los cuales consumimos 243 Mbpe por nuestra producción acumulada del año y a lo que le agregamos durante el año, revisiones por 271 Mbpe, 34 Mbpe provenientes de nuestro

programa de recobro mejorado y 50 Mbpe resultantes de extensiones y descubrimientos, para un total de 355 Mbpe incorporados durante la vigencia.

Lámina 12: RAFAEL GUZMÁN

Ampliando el tema de nuestros resultados en materia del programa de recobro, durante el 2014 se incorporaron cerca de 34 MBOE gracias a los resultados del programa y una cifra mucho mayor en recursos contingentes.

Además de mencionar que logramos nuestra meta de pilotos el año pasado, queremos destacar que de los 21 pilotos iniciados en el marco del programa hasta el 2014, 11 ya han mostrado resultados positivos en presión, de los cuales 7 ya han presentado incremento en producción de crudo.

También se adelantaron las actividades de evaluación de factibilidad para 15 proyectos y la sanción de la expansión de los proyectos Apiay y Suria, de inversión de agua.

Durante este año logramos igualmente un avance en la construcción del 65% del piloto de inyección de aire en Chichimene. Adicionalmente, estamos fortaleciendo nuestras alianzas y capacidades para continuar nuestro programa de recobro mejorado. Para ello, durante el 2014 se firmó el convenio con la universidad de Stanford para investigación y desarrollo en materia de recobro en crudos pesados y se logró la inauguración en diciembre del laboratorio de inyección de aire en el instituto colombiano del petróleo de Ecopetrol (ICP), uno de los más modernos en Latinoamérica.

Ahora los dejo con tomas rueda quien les contara sobre resultados de midstream.

Lámina 13: THOMAS RUEDA

Gracias Rafael. Buenas tardes a todos.

Durante el cuarto trimestre de 2014, el volumen transportado se incrementó en 34 KBPD, en comparación con el mismo periodo del año anterior, llegando a 1.233 KBPD. Durante el año 2014, el volumen transportado se incrementó en 18 KBPD.

El transporte de crudo por oleoductos durante el último trimestre se incrementó frente al mismo periodo de 2013, debido fundamentalmente al incremento en el volumen transportado por los sistemas Caño Limón – Coveñas y Oleoducto Transandino como resultado del menor impacto de los atentados durante el trimestre.

El volumen de crudos transportado por oleoductos se incrementó en 0,4% frente al 2013, debido principalmente a la mayor disponibilidad de los sistemas

por una disminución en los atentados durante el segundo semestre del año. Durante 2014, del total de volúmenes transportados por oleoductos, aproximadamente 74,5% correspondió a productos propiedad de Ecopetrol.

Por su parte, el transporte por poliductos se incrementó en 12,3% en comparación con el mismo trimestre del año anterior, debido al incremento en el volumen de nafta transportado por el sistema Galán-Apiay. El volumen de productos transportado por poliductos se incrementó en 5,8% frente al 2013 debido también al mayor volumen de nafta transportada hacia Apiay para dilución. Durante 2014, del total de volúmenes transportados por poliductos, aproximadamente 49,6% correspondió a productos propiedad de Ecopetrol.

Con respecto a la capacidad de transporte, esta presentó durante 2014 un incremento de 60 KBPD en líneas de oleoductos y de 29 KBPD en poliductos.

Con esto, paso la palabra a Pedro Rosales, quién comentará sobre los resultados del Downstream.

Lámina 14: PEDRO ROSALES

Gracias Thomas.

Durante el año 2014 la carga de crudo de la refinería de Barrancabermeja se incrementó en 12 mil barriles por día frente al año 2013 debido a la disponibilidad y estabilidad operacional de las unidades de proceso.

El margen bruto de refinación de Barrancabermeja fue de 14,6 dólares por barril, 3,7 dólares por encima del obtenido durante 2013, debido al debilitamiento de los precios de crudo y al fortalecimiento de los diferenciales entre productos y crudos, situación que se aprovechó con la mayor carga procesada.

Por otro lado, al cierre del año la ampliación y modernización de la refinería de Cartagena alcanzó un avance general de 96,3% destacándose el completamiento mecánico parcial de 29 unidades de las 31 unidades totales que comprende el proyecto, lo cual permitió iniciar las actividades de precomisionamiento en dichas unidades. De esta manera el proceso de comisionamiento y arranque se realizará durante el primer semestre de 2015, y la refinería iniciará operación durante el segundo semestre de 2015.

En cuanto a los volúmenes vendidos, las ventas nacionales aumentaron en 44 mil barriles por día, 14% más que en el año 2013.

Lo anterior se explica principalmente en gas natural, por mayor disponibilidad de gas e incremento en la demanda industrial y térmica en Colombia, y en crudo, aprovechando sinergias de transporte al aumentar las ventas a compañías filiales. Adicionalmente, la demanda interna de combustibles creció

en 8.200 barriles por día, como resultado de crecimiento del parque automotor en el país.

Las exportaciones se redujeron en 2.400 barriles por día, debido principalmente a menor disponibilidad de gas natural por incremento de las ventas a nivel nacional, compensado parcialmente por las mayores exportaciones de *fuel oil*. Durante el último trimestre del año se presentó una fuerte caída de los precios internacionales del crudo que impactó el precio de nuestra canasta de ventas, la cual estuvo referenciada a Brent en el 63%, Maya en el 34% y otros indicadores en el 3%.

Se destaca el continuo aumento de ventas de crudo a Asia, donde se entregó el 41% del volumen, y a Europa, donde se entregó el 15%.

Ahora, le cedo la palabra a Magda Manosalva, quien comentará sobre resultados financieros del periodo.

Lámina 15: MAGDA MANOSALVA

Gracias Pedro, vamos por favor a la lámina siguiente para repasar los principales aspectos que impactaron los resultados financieros en el año 2014.

La utilidad neta fue de 7,81 billones de pesos, 41% menos que en el año 2013. Este descenso se explica principalmente por los bajos precios, la menor producción y el incremento de nuestros costos, asociado en algunos casos a factores exógenos y en otros a nuestra operación.

Nuestros ingresos disminuyeron 7% debido principalmente a la reducción de 10,6 dólares por barril en el precio promedio de nuestra canasta de ventas y a los menores volúmenes vendidos de 10 mil barriles por día aproximadamente, mayoritariamente de crudo. Esta caída se vio compensada por el efecto positivo de la devaluación de la tasa de cambio promedio de 7% sobre nuestros ingresos en dólares entre 2013 y 2014.

Por su parte los costos variables se redujeron en un 2% como resultado combinado de un menor precio de compra de 8.9 dólares por barril, menores volúmenes comprados, principalmente a la ANH y mayores costos de amortización y agotamiento, con un efecto negativo por la devaluación de la tasa de cambio.

Los costos fijos presentaron un incremento de 18%, resultado principalmente de la inclusión de los costos de transporte bajo la modalidad *Ship or Pay* como parte de la implementación del nuevo modelo de transporte, y mayores costos de mantenimiento, principalmente en Producción y Refinación.

Debe tenerse en cuenta que los costos adicionales generados por el nuevo modelo del negocio de transporte están compensados por los ingresos operacionales de nuestras filiales del segmento de transporte.

En costos operativos se presenta un incremento proveniente principalmente de los gastos exploratorios asociados a una campaña exploratoria extendida que llevó al gasto un valor adicional de 646 millardos frente al año 2013.

Así mismo, en un escenario de precios a la baja, fue necesario revisar el valor de los activos, inventarios e inversiones petrolíferas, lo que trajo como resultado ajustes por un total de COL\$571 millardos, COL\$196 millardos más que en el año 2013, que se compensaron con menores provisiones por conmutación pensional y por la recuperación de provisiones legales.

El resultado no operacional se deterioró debido a la pérdida en diferencia en cambio como consecuencia de la devaluación del peso frente al dólar sobre la posición neta pasiva de Ecopetrol y a mayores gastos financieros, específicamente intereses, como resultado del mayor endeudamiento de la compañía en 2014 por US\$3.2 billones.

Las filiales de Midstream del grupo tuvieron buenos resultados, mientras que las compañías del segmento de Exploración y Producción tuvieron menores utilidades por el registro de actividad exploratoria no exitosa en Brasil, Angola y la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Por su parte la filial Reficar arrojó pérdidas consistentes con la dada de baja de los activos de la antigua refinería y con los costos relacionados con el plan de recibo de la nueva refinería.

Pasemos por favor a la lámina siguiente.

Lámina 16: MAGDA MANOSALVA

Los aspectos antes mencionados llevaron a una reducción de la utilidad antes de impuestos y por ende a una menor provisión de impuesto de renta.

De otro lado y debido principalmente al impacto de la devaluación sobre las inversiones en filiales del exterior la tasa efectiva de tributación pasó de 34,4% en 2013 a 40,4% en 2014.

Como resultado final, la utilidad neta llegó a 7,8 billones de pesos y el margen EBITDA a 39%.

Paso la palabra al doctor Javier Gutiérrez para ver nuestras perspectivas para el año 2015.

Lámina 17: DR. GUTIÉRREZ

Gracias Magda, vamos por favor a la siguiente lámina para mirar los esfuerzos que está haciendo la compañía para adaptarse a la actual situación de precios.

Con la formulación del presupuesto de 2015 se hicieron ahorros del orden de US\$3,6 billones, gracias a nuestra estructura de costos variables que se beneficia de los menores precios del crudo y a la racionalización de costos y gastos sin poner en riesgo los estándares de operación y seguridad.

Trabajamos ahora para concretar reducciones adicionales en costos fijos y gastos de hasta 30%, optimizaciones hasta en un 25% de los costos variables asociados a la compra de hidrocarburos y para tener mayor carga de la refinería de Barrancabermeja, en tanto los márgenes hagan rentable su operación a máxima capacidad.

Vamos por favor a la siguiente lámina para presentar nuestras perspectivas para el año 2015.

Lámina 18: DR. GUTIÉRREZ

En Exploración, queremos destacar la campaña de exploración offshore, con la perforación de dos pozos en el Caribe Colombiano y uno más en la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Adicionalmente estamos consolidando una nueva estructura organizacional y los procesos de esa Vicepresidencia.

Buscaremos producir 760 mil barriles por día con la mayor eficiencia y al menor costo. Esperamos emprender ocho nuevos pilotos de recobro mejorado, incluyendo el inicio de la inyección de aire en el campo Chichimene. Así mismo, continuaremos con el análisis de las oportunidades de inversión en México.

En transporte nuestros hitos principales serán la entrada en operación del sistema Castilla-Monterrey a 300 mil barriles y el incremento de capacidad de 1,2 millones de barriles en Coveñas para tener una mayor confiabilidad.

En refinación iniciaremos el proceso de arranque de la nueva refinería de Cartagena para tenerla en operación estable en el segundo semestre de 2015, y culminaremos el Plan Maestro de Servicios Industriales en Barrancabermeja.

Iniciaremos el reporte bajo las normas internacionales de información financiera a partir del primero de enero de 2015.

Finalmente, esperamos obtener las aprobaciones necesarias para iniciar la implementación de la nueva estrategia.

Ecopetrol es una empresa sólida, que ha demostrado gran capacidad de transformación y de manejo de entornos complejos, con una base de activos diversificada y con un equipo humano comprometido, lo que nos da la

tranquilidad de que vamos a salir fortalecidos de la situación actual impuesta por los bajos precios y seguir siendo una empresa rentable y sostenible

Con esto, abro ahora la sesión de preguntas y respuestas.

Muchas gracias.

SESIÓN DE PREGUNTAS Y RESPUESTAS

Nuestra primera pregunta viene de Catalina Ricaurte de Porvenir, la línea está abierta

CATALINA RICAURTE:

Buenas tardes, gracias por la presentación. Tengo dos preguntas relacionadas con las cifras financieras: en primer lugar quisiera profundizar un poco en lo que mencionaron sobre el aumento en la tasa efectiva de impuestos porque en las cifras del PYG trimestral, si se ve un número bastante importante de provisión de impuesto de renta, que incluso supera la utilidad antes de impuesto, tanto en el consolidado como en el individual. Quisiera entender un poco más a que se debe esto.

En segundo lugar quisiera profundizar un poco en las cifras que presentan para el consolidado de intereses y gastos financieros, que entiendo tiene incorporado el tema de diferencia en cambio. Gracias

DR. GUTIÉRREZ:

Catalina buenas tardes, la respuesta a las dos preguntas la toma Magda Manosalva -por favor- nuestra Vicepresidenta Financiera.

MAGDA MANOSALVA:

Buenas tardes Catalina. Le voy a responder la primera pregunta y después le voy a pedir que me precise un poquito la segunda.

Sobre la primera pregunta es importante que entiendan que para efectos fiscales, es decir para efectos de la presentación de la declaración de renta, las inversiones en el exterior que están denominadas en dólares cuando se convierten en pesos, esa ganancia son ingresos fiscales. Por esa razón la tasa efectiva de tributación sube 6%, sube de 34% a 40%. No sé si le queda claro o quisiera que le explicara un poquito más.

CATALINA RICAURTE:

Si me queda claro.

MAGDA MANOSALVA:

Bueno.

CATALINA RICAURTE:

Sobre la segunda pregunta, es en la parte no operacional, específicamente para el cuarto trimestre, de unas cifras bastante importantes de ingresos financieros, por ejemplo por 4,5 billones y gastos financieros por 4,3 billones, a nivel consolidado. Eso me da una ganancia o un efecto positivo de cerca de 270 mil millones y entiendo por las notas, que ahí están los temas de diferencia en cambio. Quisiera profundizar esas cifras, por qué tienen esa magnitudes tan importantes y si nos pueden desagregar, para entender un poco más, el efecto de la diferencia en cambio.

MAGDA MANOSALVA:

¿Usted lo está viendo en el PYG, cierto Catalina?

CATALINA RICAURTE:

Si en el PYG consolidado.

MAGDA MANOSALVA:

Bueno en el PYG consolidado lo que ocurre también es que, recordemos que la diferencia en cambio -como nosotros tuvimos un balance de deuda- nuestra deuda total financiera consolidada es 80% denominada en dólares y 20% denominada en pesos. Cuando nosotros convertimos ese 80% de deuda, que tenemos denominada en dólares americanos, lo convertimos con una mayor tasa de cambio, lo que tenemos es una mayor deuda, es decir una mayor diferencia en cambio.

¿Qué hicimos con esa diferencia en cambio? lo que hacemos con esa diferencia en cambio es que, de acuerdo a las normas contables, nosotros podemos capitalizar esa diferencia.

¿Qué significa capitalizar? Significa asignar esos valores, esas cuantías de las que usted habla, las asignamos en el balance a proyectos en curso, de manera que en el balance lo que nosotros vamos a ver es mayor activo, una línea que se llama construcción en curso; y en el PYG vamos a ver una menor cifra, un menor gasto por diferencia en cambio. No sé si hasta ahí soy suficientemente clara.

CATALINA RICAURTE:

Sí.

MAGDA MANOSALVA:

Perfecto Catalina.

CATALINA RICAURTE:

Perfecto. Gracias.

OPERADOR:

Vamos a la pregunta de Sebastián Gallego de Credicorp Capital.

SEBASTIÁN GALLEGO:

Hola, buenas tardes. Gracias por la presentación.

Tengo dos preguntas también: la primera relacionada con la producción que hemos visto en declinación del campo Rubiales. Si nos pudieran adelantar desde el punto de vista de ustedes que esperarían del Campo Rubiales, si el corte de agua definitivamente pues va a seguir afectando en la producción de este campo y si podrían adelantar alguna cosa adicional sobre cualquier tipo de convenio que se esté haciendo con Pacific Rubiales.

Y la segunda pregunta quisiera entender si a la fecha hay algún tipo de *guidance* en cuanto a la mega nueva que se está realizando hacia 2020.

Gracias.

DR. GUTIÉRREZ:

Sebastián buenas tardes, gracias. Te respondo la segunda pregunta. Para este año en particular del 2015, estamos en una producción como empresa, tal como se reveló en el presupuesto de 710 mil barriles y una producción de grupo de 760 mil barriles, no obstante la disminución que se presenta en el plan de inversiones.

El plan estratégico como tal, continua en análisis por parte de la Junta Directiva y hasta tanto no se tenga ya sus aprobaciones finales, no se estará haciendo la revelación correspondiente de información, la cual oportunamente les daremos a conocer.

Le pido el favor a Héctor Manosalva que te responda la pregunta sobre las perspectivas en el campo Rubiales.

Gracias Sebastián.

HECTOR MANOSALVA:

Sebastián buenas tardes. Debo mencionar que actualmente la producción del Campo Rubiales es de 164 mil barriles por día, producción que ha estado fundamentalmente afectada por la aprobación de la concesión por 500 mil barriles por día, para el manejo de agua, a través de Agrocascada. Esperamos que en las próximas semanas se tenga el permiso aprobado y con esto tendríamos la posibilidad de subir la producción del campo entre 8 y 10 mil barriles adicionales por día.

SEBASTIÁN GALLEGO:

Perfecto muchas gracias.

Si se puede una pregunta más en cuanto a la refinería o modernización de la refinería de Barrancabermeja, teniendo en cuenta los planes futuros: que se puede adelantar de esto, si se va a llevar acabo con los precios actuales de petróleo, si esa va a ser una prioridad para Ecopetrol.

Gracias.

DR. GUTIÉRREZ:

Gracias Sebastián la respuesta la toma Pedro Rosales, Vicepresidente de Refinación.

PEDRO ROSALES:

Sebastián buenas tardes. Sobre la refinería de Barrancabermeja le podemos comentar que se ha continuado avanzando en la revisión del proyecto por parte de la Junta Directiva de Ecopetrol.

Se han venido entregando los elementos que la Junta requiere para tomar una decisión, pero también que dada la magnitud de la inversión, se ha planteado la importancia de tener a Reficar operando y de establecer acciones que mitiguen la vulnerabilidad del proyecto ante eventuales cambios regulatorios en la política de precios de combustibles. Así mismo, pues derivado de la coyuntura actual de precios de crudo, como usted lo mencionó, se vuelve más crítico asegurar la disponibilidad presupuestal para poder avanzar en la toma de decisiones sobre la ejecución del proyecto. Ese es como el resumen que tenemos a la fecha, Sebastián.

SEBASTIÁN GALLEGO:

Perfecto muchísimas gracias

OPERADOR:

La Próxima pregunta viene de David Villalba de Asesores en Valores, la línea está abierta.

DAVID VILLALBA:

Buenos días.

Gracias por la conferencia. Quisiera conocer un poco las expectativas que se tiene en México, dada la apertura en este país, si podemos esperar algo en el año a nivel de proyectos que tiene la compañía y la segunda: que expectativas frente al *payout* que tiene la compañía estimado para el 2015, teniendo en cuenta que el año pasado estaba cerca del 80%-81%. Qué podemos esperar para este año y cuando podríamos conocer mayor detalle.

DR. GUTIÉRREZ:

Gracias David.

Sobre nuestras perspectivas en México vamos a tomar unos comentarios de Max Torres nuestro Vicepresidente de Exploración.

MAX TORRES:

Buenas Tardes David.

México como sabes ha creado mucha expectativa en la industria, se ha citado ya a la Ronda uno, para la cual estamos calificados. Hemos comprado la base de datos, tenemos un *team* que está activamente evaluando la oportunidad; todavía la evaluación no está terminada, por lo tanto no puedo comentar las expectativas concretas, pero sabemos que hay un buen potencial. Estamos ajustados, estamos listos y tomaremos decisiones muy pronto con respecto a la ronda. Muchas gracias.

DR. GUTIÉRREZ:

¿Héctor quiere opinar algo sobre México?

HECTOR MANOSALVA:

Si, en efecto como lo menciona, Max - buenas tardes David- hay unas oportunidades que se están evaluando, tanto en exploración -aguas someras- como proyectos *onshore* y aguas someras igualmente. Hay un equipo de trabajo alrededor de éstas, evaluando estas oportunidades, y una vez tengamos las valoraciones, se estarán tomando las decisiones de participación correspondiente.

DR. GUTIÉRREZ:

Gracias David.

DAVID VILLALBA:

Gracias.

DR. GUTIÉRREZ:

En relación -excúsame- sobre el *payout*, oportunamente estaremos haciendo la revelación de información al mercado. Gracias David.

OPERADOR:

La próxima pregunta viene de Cristian Hernández de Ultrabursátiles, la línea está abierta.

CRISTIAN HERNÁNDEZ:

Buenas tardes. Gracias por la oportunidad de tener esta *conference call* con nosotros. Tengo dos preguntas: la primera es ¿Cuáles consideran van a ser los

impactos en términos de la reforma tributaria? ¿Cuánto podríamos esperar que aumente la tasa en positiva para el próximo año, en especial teniendo en cuenta el impuesto y patrimonio de aumento del CREE?

Adicionalmente, ¿Qué esperan ustedes hacia adelante frente al descuento que hemos observado, principalmente en la canasta de crudos? El descuento fue bastante significativo este en periodo y la situación que esperábamos como temporal parece ser ahora más bien como permanente. Gracias

DR. GUTIÉRREZ:

Bueno en relación con cuál va a ser la variación esperada en la tasa efectiva, como resultado en la reforma, Magda se refiere a ese respecto; y sobre el descuento va a tomar la respuesta Pedro Rosales.

MAGDA MANOSALVA:

Bueno con la reforma tributaria uno de los principales impactos que vamos a tener es que ya no vamos a ver todo lo que vimos al cierre del 2014 y que expliqué en la primera pregunta que me hizo Catalina; y es que los ingresos ya no van a ser ingresos fiscales la conversión que nosotros hacemos de las inversiones en el exterior. Eso va hacer una ganancia sustantiva en términos de la tasa efectiva de tributación.

Descontado ese efecto, nosotros veníamos antes de eso, con una tasa efectiva de tributación en el orden de 34,3%, para el fin de año 2015, nosotros estimamos que podemos tener un impacto de alrededor de 2 a 5 puntos adicionales por efecto de la tasa de la reforma tributaria que se aprobó el 23 de diciembre del año 2014. Esos serian en general los principales efectos.

DR. GUTIÉRREZ:

Solamente complemento a Magda en el sentido –Cristian-, que eso prácticamente no va a implicar una variación con la tasa efectiva respecto a este año, que si tú lo observas está en el 40,4%, por lo tanto no esperaríamos realmente tener un incremento en la tasa efectiva, no obstante el impacto de la reforma tributaria, dado el efecto con respecto a este año, como comentó Magda, de la no consideración del impacto de la tasa de cambio en las inversiones permanentes en el extranjero. O sea que esperaríamos tener unos niveles de tasa efectiva similares a los que estamos presentando en el 2014.

Pedro se refiere a lo que tiene que ver con respecto al *spread*. Por favor.

PEDRO ROSALES:

Si, Cristian, respecto a nuestras exportaciones, pues al igual que está ocurriendo con todos los productores de crudo, pues estamos siendo afectados por la sobre oferta de crudo que hay en el mercado, acompañado de la desaceleración económica en algunos mercados y el recorte de precios de los principales productores. No obstante lo anterior, Ecopetrol ha venido

trabajando y sigue impulsando su estrategia para mitigar esto con medidas que hasta ahora han sido efectivas, como la diversificación de destinos de exportación, venta bajo contratos a término para reducir el impacto negativo sobre los descuentos de la canasta y en este contexto, nosotros estamos esperando unos descuentos similares a los que hemos venido teniendo hasta la fecha, es decir entre 10 y 11 dólares por barril versus el Brent.

CRISTIAN HERNÁNDEZ:

Perfecto muchísimas gracias.

OPERADOR:

La próxima pregunta viene de Edgar Romero de BBVA, la línea está abierta.

EDGAR ROMERO:

Buenas tardes, gracias por la teleconferencia. Tengo una pregunta y está relacionada básicamente con las reservas: creemos que por segundo año consecutivo el grueso del aumento en los volumen de reservas vienen de revisiones, entonces quiero entender pues mucho mejor en qué consiste estas revisiones, en donde fueron hechas; y adicionalmente pues si nos pueden ampliar un poco, por lo menos en el informe 20F del 2013, digamos que la medida ya de los flujos presentes de lo que tienen las reservas ascendían a 73.2 Billones de pesos, entonces ya con el informe que ustedes mostraron de estas reservas, que superan los 2 mil millones de barriles, me gustaría saber a cuánto asciende esa cifra comparándola con eso: 73,2 billones.

Eso respecto a las reservas y por otro lado básicamente una pregunta al seguimiento de refinación, es conocer un poco, ya con el inicio de Reficar, para hacer una idea, pues en este momento los volúmenes de importaciones de productos están alrededor de 65- 70 mil barriles diarios, entonces me gustaría saber qué volúmenes de compra podemos esperar una vez inicie Reficar. Básicamente es eso. Muchas gracias

DR. GUTIÉRREZ:

La respuesta de reservas la toma Héctor Manosalva y la parte correspondiente a los volúmenes de importación de productos pedro Rosales.

HECTOR MANOSALVA:

Edgar buenas tardes. Si en efecto, estas reservas incorporadas por revisiones inicialmente obedecen a la implementación de la ejecución de las estrategias que tenemos en los planes de desarrollo de los diferentes campos. Recordemos que para activos como los activos de Castilla, Chichimene, Rubiales, Quifa, hay definido un plan de desarrollo que está fundamentalmente asociado a la perforación y es una perforación que va dirigida a cerrar los espaciamientos y esto es lo que genera los volúmenes incrementales de reservas en los diferentes activos. Entonces en resumen, estas revisiones

están asociadas a la implementación del plan de desarrollo, que para el caso de activos como Castilla, Chichimene y los activos principales van dirigidos a incorporar esas reservas, producto de la disminución en esparcimientos y la implementación de campañas de perforación *infield*.

Es importante mencionar, que estas revisiones igualmente están asociadas al ajuste en los pronósticos de producción de pozos tipo que se incorporan en diferentes activos, así como la revaluación de los proyectos y para el caso particular de este año, la incorporación de gas, producto de las regalías que fueron monetizadas y eso generó un aporte importante en las reservas. En el inventario este año se incorporaron 399 millones de barriles asociados a la revisión de campos, la incorporación de gas producto de la monetización, pero igualmente hubo una desincorporación de 45 millones de barriles, fundamentalmente asociados a la disminución del gas *inplace* en el campo de Chuchupa.

DR. GUTIÉRREZ:

Pedro por favor.

PEDRO ROSALES:

Gracias. Edgar, Respecto a las importaciones los volúmenes que hoy se vienen importando, que son básicamente Diesel de manera permanente, pues para cubrir el déficit del suministro al interior del país, más lo que se trae para atender la demanda de la costa Atlántica (que son alrededor de unos 70 mil barriles por día), se dejarían de importar ya una vez entre en operación la refinería de Cartagena; y de igual forma los volúmenes que se traen esporádicamente, cuando hay mantenimientos de plantas en Cartagena, básicamente de gasolina y jet (que son volúmenes menores), también dejarían de importarse. Es decir con la entrada en operación en Reficar se tendría la capacidad de producir nacionalmente la totalidad de los combustibles que requiere el país.

EDGAR ROMERO:

Ok y de pronto la parte que les preguntaba, del 20F del valor estimado, el valor presente de los flujos de esas reservas, donde certifica que en el 2013 fueron 73,2 billones, las cifras certificadas al cierre del 2014 a cuánto asciende?

MAGDA MANOSALVA:

Edgar. Nosotros estamos revisando todavía el 20F porque apenas revelamos la información de reservas. El 20F, como usted sabe, lo publicamos- digamos hacemos el *file* ante la SEC solo hasta el final del mes de Abril. Entonces esa cifra no se la puedo confirmar por ahora.

OPERADOR:

La próxima pregunta viene de José Restrepo de Serfinco. Su línea está abierta.

JOSE RESTREPO:

Buenas tardes. Tengo una pregunta continuando con la línea de reservas. Dado que, como bien lo mencionaba Edgar con la pregunta anterior, las revisiones han sido la mayor parte del incremento en reserva en los últimos 2 años, ¿Cuál es el espacio que ustedes ven que puede llegar este incremento de reservas en los próximos años? y la segunda pregunta es referente a digamos, como a la iniciativa sé que tienen algunos trabajadores relacionados con Ecopetrol o contratistas, debido digamos a la reducción de costos, si nos pueden comentar un poco al respecto. Gracias.

HECTOR MANOSALVA:

Jose Buenas tardes -Héctor Manosalva. Con respecto a los volúmenes técnicos tenemos un plan que hemos venido ejecutando por los últimos 5 años y esto nos ha permitido hacer incorporaciones de cerca de 2 billones de barriles con promedios de 330 millones de barriles al año. Hacia el futuro, está darle continuidad a este plan, que en términos de volúmenes técnicos, habría que establecer en los escenarios de proyección de precios, cuantos volúmenes es posible convertirlos en reservas y es un ejercicio de proyección que aún estamos desarrollando conjuntamente con nuestra revisión de proyecciones. Volúmenes técnicos están desarrollándose de acuerdo a como hemos venido implementando el plan por los últimos 5 años.

DR. GUTIÉRREZ:

¿Jose quieres precisarnos la segunda pregunta por favor?

JOSE RESTREPO:

Sí, quería saber si nos pueden dar más información sobre digamos algunas iniciativas de huelga que hay con los trabajadores de Ecopetrol o de contratistas de Ecopetrol, dado digamos el reporte en las inversiones.

DR. GUTIÉRREZ:

Sobre este aspecto digamos básicamente puedo comentarte lo siguiente: la situación que se experimenta en Colombia y a nivel internacional, fundamentalmente lleva necesariamente ante la reducción tan drástica que se presenta en los ingresos, y no solamente por el hecho de los ingresos, sino también por la viabilidad de algunos de los proyectos y de las inversiones, a que tengamos que hacer ajustes, tanto en las inversiones como en la parte del gasto.

No obstante, esta situación en el caso particular de Ecopetrol, lo que podemos mostrar es que todavía no se ha dado un recorte significativo, en términos de lo que son los empleados que trabajan para nuestros contratistas, y sin embargo, si es claro anotar que en algunos de nuestros proyectos que se han terminado, esto fundamentalmente estas personas que ya salen de las labores que venían desarrollando con el completamiento de los proyectos, y muy probablemente también como resultado en términos de la disminución de la actividad, se espera que efectivamente se vayan dando algunas reducciones.

Sobre estos temas, nosotros hemos venido hablando con nuestros sindicatos y esperamos pues que estas situaciones claramente sean entendidas y que se comprenda pues que esto es parte necesariamente de los esfuerzos y de las estrategias que es necesario implementar para poder asegurar la sostenibilidad de las compañías y poder enfrentar situaciones como las que en este momento nosotros estamos afrontando.

Por otro lado, también el gobierno y en particular hoy por ejemplo hay una reunión del Ministro de Trabajo -el ministro Luis Eduardo Garzón-conversando justamente con los sindicatos y pues nosotros también estamos ahí muy atentos a poder atender esta situación y que finalmente esto no se vaya a convertir en situaciones que puedan estar afectando nuestras operaciones. Sobre eso estaremos informando, digamos oportunamente, en la medida como nosotros vayamos atendiendo esta situación.

JOSE RESTREPO:

OK, muchas gracias.

OPERADOR:

La próxima pregunta viene de Andres Cardona del BTG, la línea está abierta

ANDRÉS CARDONA:

Buenas tardes, muchas gracias.

Tengo dos preguntas: la primera respecto a los dividendos del 2015: suponiendo un escenario donde se presenten pérdidas contables, ¿Hay alguna restricción legal o un acuerdo de accionistas acerca a la política? ¿O sería posible distribuir utilidades retenidas?; y la segunda, si sería posible explicarnos cuales fueron los eventos no recurrentes que afectaron la utilidad neta y cuál hubiera sido está sin esos efectos. Muchas gracias.

DR. GUTIÉRREZ:

Ok estaremos, tal como lo mencione hace un momento, digamos estaremos haciendo la revelación de información respecto a la propuesta de dividendos y fundamentalmente esta propuesta está ajustada a lo que corresponde a la declaratoria de la Nación como accionista mayoritario y fundamentalmente a lo que especifica el Código de Comercio.

En relación con aquellos efectos no recurrentes, Magda va a dar la explicación correspondiente.

MAGDA MANOSALVA:

Bien entonces tengo que precisar primero un poquito lo que acaba de decir el Doctor Gutiérrez: la pérdida que nosotros dimos fue por el trimestre, pero el año 2014 fue un año en el que nosotros presentamos utilidad. Cuando una compañía hace la presentación de su utilidad ante la Asamblea General, pues pone a disposición de la Asamblea de Accionistas todos los recursos y ahí se decide cual va hacer la distribución y la propuesta de distribución de utilidades. Solamente quería hacer esa precisión.

Sobre eventos no recurrentes que ocurrieron al finalizar el año 2014, pues el más importante de todos es el impacto en precios. Si uno mira cuanto se modificó el precio en último trimestre del año 2014, fue del orden de 30 dólares por barril; ese fue un impacto considerable.

Adicionalmente a eso está el que ya mencioné en alguna de las preguntas o dos de las preguntas que me han hecho, y se refiere al impacto de la valoración de las inversiones en el exterior como ingreso fiscal y el consecuente efecto de la tasa efectiva de tributación, eso fue un impacto del 800 millardos para el tercer trimestre del año del 2014. Y el último que dijera yo sin que yo esté siendo completamente específica y detallada acá, es la evaluación de *impairments* o el análisis de deterioro que hizo la compañía: nosotros registramos un deterioro por nuestra inversión en OIG- la compañía que hoy es Savia Perú- nosotros también hicimos una revaloración de inventarios y tuvimos que hacer un registro de un deterioro, digamos un ajuste a la inversión que teníamos en libros y también hicimos una evaluación de las inversiones petrolíferas y registramos un deterioro o un gasto por el orden de 300 millardos, correspondiente también al hecho de que los precios del crudo de referencia disminuyera. Yo mencionaría esos como los más importantes.

DR. GUTIÉRREZ:

Perdón, complementarí- excúsame Magda me complementa- igualmente complementarí uno que tiene que ver en la parte de los gastos y está asociado fundamentalmente a el caso de transporte.

Básicamente si tú observas, hay una diferencia total del orden de 1.618 y básicamente la parte correspondiente a los *Ship or Pay* de transporte que es 1.237 o sea 1.237 billones, básicamente incluye tres efectos no recurrentes. El uno tiene que ver, por un lado, con la operación durante 12 meses en el año 2014 del Oleoducto Bicentenario contra un mes del año 2013. Por otro lado tiene que ver con una operación de 12 meses en el año 2014 de CENIT, contra solamente una operación de 8 meses de CENIT durante el año 2013. Y finalmente también tiene que ver con el esquema que se implementó del *Ship or Pay* del Oleoducto de Colombia.

O sea que allí, también tienes un efecto importante de 1.237, lo cual si lo descontáramos nos dejaría que el incremento de los costos hubiera sido solamente el orden de 3% a 4% con respecto a lo que teníamos el año pasado, reflejo también del esfuerzo que se hizo para la reducción de costos, por parte de la compañía para lograr digamos mantenernos dentro de una estructura acorde con la situación por la que estábamos experimentando.

Este sería otro efecto no recurrente, que igualmente se presentó 2014 comparado con 2013.

ANDRÉS CARDONA:

Doctor Gutiérrez, yo quisiera hacer una precisión sobre la primera pregunta, y está más dirigida a si en el año calendario 2015 se registra una pérdida contable como sería, y si existiera un acuerdo de accionistas o alguna restricción legal para pagar dividendos en el 2016, o si se podría hacer uso de las utilidades retenidas que puedan tener la compañía.

DR. GUTIÉRREZ:

Pero quisiera precisar el contexto de tu pregunta, Andrés, porque pues efectivamente nosotros no hemos tenido una pérdida contable durante el año 2015, y fundamentalmente - digamos tal como Magda lo mencionó y como te lo comenté- la propuesta que se lleve a la Asamblea que recomiende la Junta Directiva, fundamentalmente estará acorde con los lineamientos que están plasmados en la Declaratoria de la Nación como accionista mayoritario, así como también en los artículos correspondientes del Código de Comercio.

ANDRÉS CARDONA:

No, es usted claro basado en el ejercicio del 2014, yo estoy intentando ir a como sería el resultado del objetivo de 2015, donde se presentarían pérdidas o sea en el año presente, si en el 2016...

DR. GUTIÉRREZ:

Claramente necesitaríamos hacer un análisis de la situación- correcto-fundamentalmente.

ANDRÉS CARDONA:

Gracias.

OPERADOR:

La próxima pregunta viene de Omar Escorcía de Asesores y Valores, su línea está abierta.

OMAR ESCORCIA:

Buenas tardes, muchas gracias por este espacio. Sólo me queda una pregunta y es referente a los principales proyectos que se están llevando a cabo sobre el transporte de recobros, quisiera tener más perspectivas sobre 1) Cuándo se podría esperar comercialidad desde esos proyectos, y 2) En cuánto afectaría el factor de recobro, y pues cual sería el impacto sobre la producción total. Muchas Gracias.

DR. GUTIÉRREZ:

Gracias Omar toma la pregunta Rafael Guzmán y Héctor Manosalva. Rafael por favor.

RAFAEL GUZMÁN:

Si Omar. Cómo hemos visto en los años pasados, hemos presentado, nosotros tenemos un programa muy importante para incrementar el factor de recobro de los campos existentes. Este factor de recobro lo incrementamos tanto por tecnologías primarias, como la reducción de desplazamiento en la perforación de los campos, inyección de aguas hasta métodos térmicos. Tenemos en total 59 proyectos en la gran parte de nuestros campos; como puede ver en nuestros resultados incorporamos 34 millones de barriles el año pasado gracias a este programa de recobro mejorado, y adicionalmente incorporamos una suma muy importante, un valor muy importante en recursos contingentes también.

Ahora, para llegar a incrementar reservas de los pilotos que estamos en ejecución, eso toma tiempo. Primero tenemos que tener resultados del piloto, hacer los estudios y sanción de un proyecto para expansión en el campo, y luego implementar el proyecto del campo. Es así que de llegar de un piloto a incrementar reservas de un proyecto en un campo específico, se pueden demorar 3, 4 a 5 años.

Es importante también anotar que de los últimos pilotos que hemos venido implementando en los últimos años- los 21 que llevamos en los últimos años - ya 11 de estos pilotos tienen respuesta de presión en el campo, y 7 de estos ya tienen en la fase de prueba incremento de producción en el campo.

Esto nos da confianza que estamos aplicando las tecnologías apropiadas por nuestros campos, pero como dije anteriormente, los frutos ya en reservas probadas, se verán en 3 a 5 años. Frutos en recursos contingentes ya los estamos viendo en los años, y el año pasado fue muy bueno con ese tema.

El factor de recobro actual de los campos o sea lo que hace producido, lo tenemos en un 18% y con esta fase inicial del programa que estamos ejecutando vamos a llegar a un 32%- 34% de factor de recobro en nuestros campos. No sé si Héctor quiere complementar la respuesta.

HECTOR MANOSALVA:

Si Omar yo creo que algo importante que hay que reseñar es que con la actividad que hemos venido desarrollando durante el 2014, hemos tenido una visión del *original oil in place* de los campos de cerca de 2 billones de barriles. Esto producto de varias actividades: en primer lugar, la perforación que estamos desarrollando hacia los flancos del yacimiento, nos están determinando en algunos campos que el contacto agua aceite, se encuentra más hacia la parte baja de las estructuras, y esto hace que los aceites originales crezcan. De la misma forma, estamos incorporando el aceite original adicional que hemos logrado comprobar en el campo Akacias del bloque CPO - 09. Cuando uno mira las cifras de factor de recobro actual, aún continuamos en el 18%, por efecto de la incorporación de estos 2 billones de *original oil in place* en los diferentes activos de Ecopetrol.

DR. GUTIÉRREZ:

Gracias.

OPERADOR:

La próxima pregunta viene de Andrés Sanchez de Corpbanca, la línea está abierta.

ANDRÉS SÁNCHEZ:

Buenas tardes, muchas gracias por la presentación. Respecto a los contratos de *Ship or Pay*, me gustaría saber si éstos están fijos- en tarifas en dólares, y si el efecto negativo sobre la compañía fue netamente por la devaluación o hubo algún otro factor negativo para la compañía y dos, me gustaría saber si me podrían actualizar un poco sobre la venta de los activos no estratégicos que está realizando actualmente la compañía. Gracias.

DR. GUTIÉRREZ:

Sobre la parte de *Ship or Pay* toma la respuesta Magda Manosalva.

MAGDA MANOSALVA:

En general los contratos *Ship or Pay* están fijos dólares, la tarifa está fija en dólares para los oleoductos, y está en pesos para los poliductos. Cuando usted mira los resultados de las compañías de transporte, ellas se benefician por la diferencia en cambio; las compañías de transporte y lo ve usted en los resultados que nosotros presentamos en Ecopetrol consolidado, en la línea de participación en sociedades.

Usted hizo una pregunta sobre el impacto de la devaluación me imagino que en los resultados totales de la compañía, ¿es así?

ANDRÉS SÁNCHEZ:

Si es así.

MAGDA MANOSALVA:

Bien entonces la evaluación de la tasa de cambio impactó en el agregado a Ecopetrol de manera positiva, el impacto total fue positivo en el orden de 750 millardos y es el número -creo que lo tengo bastante presente- pero como afecta, afecta por el lado operativo, lo afecta porque en la medida en que nosotros tengamos más devaluación recibimos más ingresos, nosotros vendemos el 60% de nuestros productos y de crudos y productos los vendemos en el exterior. O sea de nuestras ventas el 60% están denominadas en dólares. Digamos que por ese lado nos beneficiamos.

Tenemos un leve impacto en negativo por las compras que hacemos en dólares en el lado operativo; y en el lado no operativo, nuestro principal impacto y ese es negativo, lo recibimos de la denominación o digamos de cuando uno traduce la deuda en dólares, la traduce a pesos, entonces en la medida que tengamos mayor devaluación, tenemos mayor deuda y tenemos mayor diferencia en cambio. Ese es uno de los...digamos ese es en el PYG los impactos que nosotros recibimos de la tasa de cambio, y el otro pues es el que ya he mencionado varias veces, pero ese es para efectos fiscales, y es el ingreso fiscal que se deriva de traducir las inversiones en el exterior a una mayor tasa de cambio como ingreso, para efectos fiscales. No sé Andrés si es suficientemente claro.

ANDRÉS SÁNCHEZ:

Está bien, muchas gracias. Quiero decir respecto a la actualización de la venta de los activos de los eventos de la compañía.

DR. GUTIÉRREZ:

A ese respecto podemos comentarte que fundamentalmente estamos trabajando en nuestra participación accionaria en la Empresa de Energía de Bogotá, contarte que ya tenemos la autorización por parte del Consejo de Ministros y se está haciendo todo lo que es la preparación y la parte correspondiente a tener el proceso listo para salir y hacer el ofrecimiento en su primera etapa al sector solidario. Esperamos que en los próximos 2 meses podamos estar cumpliendo ya con todos los trámites para salir hacer este ofrecimiento.

Y en cuanto a nuestra participación en ISA - Interconexión Eléctrica, contarte que estamos en todos los procesos de aprobación, finalmente para obtener la aprobación final de nuestra Junta para solicitar ya lo que es el concepto por parte del Consejo de Ministros para seguir avanzando.

Eso son digamos fundamentalmente los dos procesos que estamos avanzando en este momento.

ANDRÉS SÁNCHEZ:

Muchas Gracias.

OPERADOR:

Esto termina el Q&A para hoy, paso la palabra a Claudia Trujillo para cerrar la llamada.

CLAUDIA TRUJILLO:

Muchas gracias por su participación en esta llamada de conferencia, si tienen alguna inquietud adicional por favor comuníquense con la Dirección de Relaciones con el Inversionista. Muchas gracias.

OPERADOR:

Gracias señoras y señores por conectarse, se termina el programa. Hasta luego.