



TEXTO LLAMADA DE CONFERENCIA

TERCER TRIMESTRE DE 2015

OPERADORA

Damas y caballeros bienvenidos a la conferencia de resultados operacionales y financieros del tercer trimestre de 2015 del grupo empresarial Ecopetrol. En estos momentos todos los participantes se encuentran en el modo de escuchar solamente, luego tendremos una sesión de preguntas y respuestas y las instrucciones serán dadas en ese momento, si alguna persona necesita asistencia de una operadora marque el signo de estrella y el número cero, como recordatorio esta conferencia está siendo grabada. Ahora demos la bienvenida a la señora Maria Catalina Escobar Directora encargada de Finanzas Corporativas y Relacionamiento con Inversionistas.

Lamina 2 MARIA CATALINA ESCOBAR

Buenos días, damos la bienvenida a todos los participantes en la llamada de conferencia de hoy, en la cual discutiremos los resultados financieros y operacionales del grupo Ecopetrol para el tercer trimestre de 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.

Lamina 3 MARIA CATALINA ESCOBAR

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

Lamina 4 MARIA CATALINA ESCOBAR



Iniciaremos la presentación mostrando los principales logros del tercer trimestre del año, pasaremos luego a mostrar los hitos en cada segmento de negocio, los resultados financieros y finalizaremos con las perspectivas para el cierre de 2015 y una sesión de preguntas y respuestas. Cedo ahora la palabra al señor Juan Carlos Echeverry, presidente de Ecopetrol.

Lámina 5 JUAN CARLOS ECHEVERRY

Gracias Maria Catalina. Buenos días a todos y gracias por su participación en esta llamada de conferencia. Quiero compartir con ustedes los principales hitos de la gestión de Ecopetrol en el tercer trimestre, que fue un período retador.

La industria de petróleo y gas enfrentó precios aún menores que los observados en el segundo trimestre, de los que se derivaron los consecuentes ajustes en inversiones, costos y gastos. Ecopetrol, adicionalmente, ha respondido a retos impuestos por los ataques a la infraestructura petrolera, el Fenómeno del Niño, el cierre de la frontera con Venezuela, la terminación de la Refinería de Cartagena, el proyecto más grande de la historia de Colombia, y por último la devaluación de la tasa de cambio.

Estas realidades exigieron respuestas ágiles por parte de Ecopetrol, para lo cual se contó con el programa de transformación contenido en la estrategia 2015-2020. Este programa busca reducir costos e incrementar la eficiencia de forma estructural, adelantar un programa integral de recobro mejorado de petróleo que maximiza el potencial de los campos actuales maduros, y un cambio en la estrategia exploratoria. Al igual, fortalecerá una nueva cultura organizacional basada en los tres principios de integridad, colaboración y creatividad.

La Empresa logró importantes avances durante el tercer trimestre y en lo que va corrido del año al menos en los siguientes frentes: en ahorros estructurales en costos, crecimiento en la producción de los campos Castilla y Chichimene, reducción en el número de días de perforación, gestión activa del portafolio, arranque de la Refinería de Cartagena, la más moderna de América Latina, menores costos por dilución, avances en la estandarización de diseños y fortalecimiento de la ética y el cumplimiento. Pasemos por favor a la siguiente lámina.

Lámina 6 JUAN CARLOS ECHEVERRY

Durante el tercer trimestre los resultados de la compañía se vieron impactados por los movimientos en los precios del crudo y la tasa de cambio.

Como todos hemos visto, el crudo de la referencia Brent disminuyó 51% frente al tercer trimestre de 2014 y 19% frente al segundo trimestre de 2015, presionado por la desaceleración de la economía china y el incremento en los inventarios de crudo, entre otros



factores. En línea con este comportamiento, la canasta de precios de crudo de Ecopetrol cayó 54% entre el tercer trimestre del 2014 y el del 2015. En el pasado la industria ya ha experimentado ciclos de precio bajos como el que estamos viendo, el último de ellos en el 2008.

La tasa de cambio llegó a un pico de \$3,239 pesos por dólar; esta devaluación tiene un efecto positivo sobre los ingresos, que en su mayor parte están referenciados al dólar, sin embargo, los resultados que mostramos registran un efecto correctivo por la diferencia en cambio de la porción no cubierta de la deuda en dólares.

En este periodo se adoptó la política contable de Contabilidad de Coberturas, para reflejar la cobertura natural entre los ingresos y la deuda en dólares.

Lámina 7 JUAN CARLOS ECHEVERRY

Pasemos por favor a la siguiente lámina para ver los principales logros de Ecopetrol en el tercer trimestre de 2015.

Lámina 8 JUAN CARLOS ECHEVERRY

Toda la organización está enfocada en generar mayores eficiencias, reducir los costos y ajustar su actividad al foco estratégico de Exploración y Producción y a las nuevas realidades del precio del crudo. Gracias a ello, a septiembre Ecopetrol logró ahorros presupuestales del orden de \$1.6 billones de pesos, superando la meta inicial de \$1.4 billones de pesos definida para el 2015.

Este esfuerzo se evidencia en la reducción de costos de producción. Entre 2014 y septiembre de 2015 el número de días de perforación de nuestros pozos en Castilla, por ejemplo, cayó de 34 a 26 días y en Chichimene cayó de 36 a 20 días que nos toma perforar cada pozo en promedio, hay pozos que se toman 10, 12 días, los pozos digamos récord. Téngase en cuenta que en 2015 se perforarán aproximadamente 550 pozos. De manera que estos ahorros en días redundan en substanciales ahorros de costos. El costo de levantamiento por barril acumulado en 2015 fue de \$7 dólares con 29 centavos por barril, frente a \$10 dólares con 91 centavos por barril acumulado en 2014. De la reducción del costo de levantamiento acumulado en 2015, \$1 dólar con 3 centavos por barril es atribuible a las estrategias de reducción de costos y mayor eficiencia y \$2 dólares con 61 centavos por barril son atribuibles a la tasa de cambio, entre otros efectos. Adicionalmente, entre el tercer trimestre del año pasado y el tercer trimestre de 2015, el costo por barril transportado disminuyó en \$60 centavos de dólar por barril y el de refinación en \$2 dólares con 16 centavos por barril.



Este primer logro es una demostración de que Ecopetrol está preparado para enfrentar los desafíos impuestos por el entorno de precios actual. Por ello, vamos tras una nueva meta de ahorros presupuestales totales de \$2.2 billones de pesos al cierre del 2015. Tenemos el desafío de obtener más eficiencias y menores costos en compras, servicios petroleros y mantenimiento, entre otros.

Nuestro objetivo al año 2020 es tener ahorros acumulados cercanos a los \$6 billones de dólares.

El grupo demostró la fortaleza derivada de ser una empresa integrada y estar enfocada en eficiencias, al alcanzar un EBITDA de \$4.7 billones de pesos colombianos, esto en el tercer trimestre, frente a \$5.5 billones de pesos colombianos en el segundo trimestre de 2015, es una reducción pequeña comparada con la caída en precios del crudo.

El pasado 21 de octubre la nueva Refinería de Cartagena cumplió un hito en su proceso de encendida y puesta en marcha, al cargar hidrocarburos en la Unidad de Crudo, punto de partida para la entrada secuencial de las 31 plantas que componen la nueva refinería, considerada la más moderna de América Latina. El 11 de noviembre produjo los primeros 95 mil barriles de refinados, y de ahora en adelante cada día estará produciendo un monto similar.

Ecopetrol continuó generando valor para sus accionistas y asegurando recursos frescos de caja a través de la gestión de su portafolio, en particular, culminó la primera etapa de enajenación de su participación accionaria en la Empresa de Energía de Bogotá, de la cual obtuvo \$614 mil millones de pesos. Se han abierto oportunidades para adicionar reservas de hidrocarburos con Occidental Andina LLC, nuestra conocida OXY, en el campo La Cira-Infantas, y con Parex, en el campo Aguas Blancas. En Exploración se llegó a un acuerdo con JX Nippon para desarrollar conjuntamente exploración en el offshore de Brasil.

Vamos por favor a la siguiente lámina para ver el detalle de los ahorros obtenidos en 2015.

Lámina 9 JUAN CARLOS ECHEVERRY

Ecopetrol ha enfocado su plan de reducción de costos en rubros gestionables tales como: renegociación de contratos, estrategias de abastecimiento, y en general, iniciativas de optimización y racionalización para mejorar los resultados financieros.

Al comparar el año acumulado 2015 frente al mismo periodo 2014, se registran ahorros en rubros gestionables por \$516 mil millones de pesos. En los costos fijos, los mayores ahorros se han dado en las líneas de servicios contratados y mantenimientos, y dentro del costo variable en servicios de asociación, energía y uso de carro tanques.



Frente a la meta de ahorros presupuestales definida para 2015, a septiembre Ecopetrol S.A. alcanzó optimizaciones por \$1.6 billones de pesos, de los cuales en 2015 \$1 billón tendrá impacto en el estado de pérdidas y ganancias, \$519 mil millones en ahorros de caja y \$160 mil millones en eficiencia en inversiones.

Resaltamos que la estrategia de incremento en la viscosidad de los crudos transportados por nuestros oleoductos nos ha permitido reducir el consumo de nafta en 7,100 barriles/día frente a 79,000 barriles/día consumidos en el tercer trimestre de 2014. Este es sólo el comienzo de las optimizaciones en dilución, una de las palancas de eficiencia más importantes dada nuestra canasta de crudos pesados.

Pasemos a la lámina siguiente para hablar sobre la puesta en marcha de Reficar.

Lámina 10 JUAN CARLOS ECHEVERRY

La refinería contará con una capacidad máxima de 165 mil barriles/día cuando esté funcionando en velocidad de crucero, lo cual será alcanzado a finales del año 2016. Tendrá una dieta en promedio de 70% de crudos pesados y 30% de crudos livianos, que se espera satisfacer con igualmente 70% de crudos nacionales y 30% de crudos importados; es decir, más o menos unos 50 mil barriles de crudos importados de los 165 mil barriles totales.

La nueva refinería tiene un factor de conversión del 97% y su producción se destinará prioritariamente a atender la demanda interna de diésel y gasolina, con algunos excedentes de exportación de naftas. El factor de conversión de la vieja refinería no alcanzaba al 75%.

Veamos en la siguiente lámina la canasta de productos que entregará la nueva refinería.

Lámina 11 JUAN CARLOS ECHEVERRY

La refinería producirá combustibles más limpios y ofrecerá beneficios ambientales por su integración energética y su tecnología de control de vertimientos, y su control de emisiones atmosféricas dentro de los más altos estándares internacionales.

Veamos en la siguiente lámina los volúmenes de producción que entregará la nueva refinería.

Lámina 12 JUAN CARLOS ECHEVERRY

Las importaciones de gasolina y diésel disminuirán con la entrada en operación de Reficar; durante el 2016 sólo se requerirán importaciones de 6 mil barriles/día de gasolina y ninguna importación de diésel. A partir del 2017, el país será autosuficiente en estos dos tipos de



combustible. Reficar tendrá excedentes para exportar de aproximadamente 9 mil barriles/día de jet fuel y 22 mil barriles/día de nafta de alta calidad, para el mercado de gasolinas y petroquímicos. La exportación de nafta tiene mayor atractivo económico que utilizarla para la dilución de crudos, por lo cual Ecopetrol seguirá importando nafta de otra calidad para la dilución según sus necesidades.

Reficar suministrará materia prima a Esenttia a precios muy competitivos. Esta compañía del Grupo produce y comercializa polipropileno y polietileno y viene arrojando excelentes resultados en 2015, siendo una de las firmas con mayores exportaciones de Colombia, que alcanzan a casi 25 países.

La siguiente lámina presenta el esquema de arranque y puesta en marcha de la refinería.

Lámina 13 JUAN CARLOS ECHEVERRY

En noviembre entrará en operación la planta de hidrotratamiento, lo que permitirá iniciar la producción de diésel de bajo azufre bajo condiciones de calidad, la cual se incrementará con la entrada de la planta de hydrocracking, la cual se llevará a cabo en enero de 2016. El esquema de producción para las gasolinas se completará con la entrada de plantas de Craqueo Catalítico, Hidrotratadora de Nafta y Alquilación alrededor de marzo de 2016. De ahí en adelante, empezará el proceso de estabilización de la operación de la refinería en su conjunto, que se espera concluya en el segundo semestre de 2016.

Teniendo en cuenta el proceso de arranque y puesta en marcha, se estima una carga promedio para 2016 de 143 mil barriles/día.

Paso ahora la palabra a Rafael Guzmán, quién les comentará acerca de los principales resultados del segmento de Producción.

Lámina 15 RAFAEL GUZMAN

Gracias doctor Echeverry. En el segmento de producción es importante resaltar los resultados obtenidos por las medidas de optimización y reducción de costos de operación. Los cuales en conjunto con la devaluación del peso representan una reducción del 33% en el costo de levantamiento acumulado al tercer trimestre, frente al mismo periodo del 2014.

La estrategia de mejora continua y sostenible en la eficiencia también continúa dando resultados positivos en perforación de pozos y construcción de facilidades. Esta mejora en la eficiencia de inversión fortalece el desarrollo de nuestros activos y la rentabilidad de los mismos aún en condiciones de bajos precios del petróleo como los observados actualmente. Como ejemplo se cuenta con los resultados logrados en términos de eficiencias en las



campañas de perforación en todo el país. En los principales campos operados por Ecopetrol ya se han alcanzado reducciones en tiempos de perforación respecto al año anterior del 44% en Chichimene y del 23% en Castilla, para nombrar algunos de estos. Comparando los resultados de perforación del primer semestre respecto al tercer trimestre del año 2015 se demuestra una mejora de la eficiencia continua en nuestras operaciones de perforación.

En este mismo sentido, la empresa también viene trabajando en la planeación y ejecución de iniciativas orientadas a disminuir los costos de dilución en nuestros crudos pesados y extrapesados. Como parte de estas iniciativas la empresa logró aumentar la capacidad de transportar crudo de mayor viscosidad en el tramo Monterrey – Araguaey permitiéndole reducir en 7,000 barriles de diluyente por día el consumo comparado con el tercer trimestre del 2014.

Lámina 16 RAFAEL GUZMAN

Durante el trimestre alcanzamos una producción de 741 mil barriles de petróleo equivalente por día, lo que representa una reducción del 1.8% frente al volumen del tercer trimestre del 2014. Esta reducción son 14 mil barriles de petróleo equivalente por día menos que el tercer trimestre del año 2014.

Este resultado se dio principalmente por los ataques sufridos en el oleoducto Caño Limón-Coveñas durante el tercer trimestre. Los ataques forzaron el cierre temporal de los campos Caño Limón y Gibraltar durante la mayor parte de los meses de julio y agosto.

Comparando con el tercer trimestre del año anterior, Caño Limón se vio afectado por una reducción cercana a los 22 mil barriles de petróleo equivalente por día y Gibraltar por 4 mil barriles de petróleo equivalente por día, como consecuencia de estos ataques.

Estas reducciones se vieron parcialmente contrarrestadas por el mejor desempeño de los activos Castilla y Chichimene. Estos campos operados por Ecopetrol lograron incrementos del 20% y 28% respectivamente, si se comparan con el tercer trimestre del 2014.

Adicionalmente, el campo Yariguí alcanzó un nuevo récord al lograr 20 mil barriles de petróleo equivalente por día en el mes de agosto, gracias a la entrada de nuevas perforaciones y al desarrollo por recobro secundario que se está llevando a cabo.

Resaltamos en este trimestre los acuerdos firmados con las empresas Occidental y Parex en los activos La Cira - Infantas y Aguas Blancas respectivamente. Estos acuerdos plantean tanto perforaciones de desarrollo como pilotos de inyección de agua, los cuales permitirían de ser exitosos, una incorporación de reservas conjunta. Con estas nuevas asociaciones se lograría igualmente aumentar la producción de La Cira - Infantas a 50 mil barriles por día y de Aguas



Blancas a 10 mil barriles por día, en línea con nuestra estrategia para continuar aumentando el factor de recobro de nuestros campos.

El programa para incrementar el factor de recobro dio inicio a 4 nuevos pilotos durante el trimestre. Se tiene la inyección de polímeros en el campo Chichimene y la inyección de agua en los campos Provincia, Tisquirama y Castilla, alcanzando 7 nuevos pilotos de la meta anual planteada de 8 para el 2015. Del total de los 28 pilotos iniciados por Ecopetrol S.A. en los últimos años, 14 de ellos ya muestran incrementos importantes de producción.

De igual forma vale la pena destacar el avance en el piloto de inyección de aire en el campo Chichimene. El cual terminó la construcción de las obras mayores y alcanzó un 92% del total de obras. Paralelamente en este trimestre se dio por finalizada la prueba de conectividad con resultados muy positivos. Esta prueba consistió en la inyección de nitrógeno en el área del piloto para demostrar la continuidad en las arenas y como su nombre lo indica, la buena conectividad entre el pozo inyector y los pozos productores. Ahora le doy la palabra a Max Torres quien comentará los resultados de Exploración.

Lámina 17 MAX TORRES

Gracias Rafael. En Exploración durante el tercer trimestre de 2015, en Colombia se finalizó la perforación del pozo exploratorio en aguas profundas denominado Kronos el cual se encuentra ubicado en el Offshore del Caribe Colombiano en el Bloque Fuerte Sur con un operador Anadarko y Ecopetrol es socio con el 50% de participación. El pozo Kronos 1 encontró un intervalo de entre 130 y 230 pies netos de columna de gas en su objetivo superior, probando la presencia de un sistema petrolífero activo y validando las interpretaciones geológicas y geofísicas para el área.

Al cierre del trimestre se encontraban en perforación normal el pozo exploratorio Calasú ubicado en aguas profundas del Caribe colombiano en el Bloque Fuerte Norte operado también por Anadarko quien tiene el 50% de participación y Ecopetrol con el 50% restante.

Adicionalmente, a través de nuestra filial Ecopetrol América, se inició la perforación del pozo delimitador León 2 en aguas profundas del Golfo de México operado por Repsol quien tiene el 60% de participación y Ecopetrol América el 40% restante.

Finalmente, y como resultado de la participación de Ecopetrol América en el Lease Sale 426, en el Golfo de México, en septiembre fueron adjudicados por el BOEM tres bloques: GB494, GB495 y GB539, los cuales serán operados por la compañía Anadarko quien tiene el 50% de participación y Ecopetrol América el 50% restante. También el Bloque East Brakes 685 fue adjudicado, en el cual Ecopetrol América tiene el 100% de participación.



Ahora le paso la palabra a Thomas Rueda quien comentará sobre los principales resultados del Midstream.

Lámina 18 THOMAS RUEDA

Gracias Max. Buenos días a todos. Durante el tercer trimestre de 2015, el volumen transportado disminuyó en 37 mil barriles por día, equivalentes a un 3% en comparación con el mismo periodo del año anterior, llegando a 1 millón 195 mil barriles por día.

El transporte de crudo por oleoductos disminuyó en 3.4% frente al mismo periodo de 2014, debido principalmente a la menor disponibilidad de los sistemas Caño Limón - Coveñas y Transandino en comparación con el mismo trimestre del año anterior como resultado de los ataques en contra de estos sistemas y los periodos de reparación de los mismos. Del total del volumen transportado por oleoductos, aproximadamente 71% corresponde a crudo propiedad de Ecopetrol.

Por su parte, el transporte por poliductos también presentó una caída en volúmenes transportados de 1.7% en comparación con el tercer trimestre de 2014, debido principalmente a una caída en los volúmenes de producto entregado por la refinería de Barrancabermeja. Del total del volumen transportado por poliductos, aproximadamente el 15% corresponde a nafta y otros productos propiedad de Ecopetrol.

Desde el punto de vista financiero, quisiera resaltar los resultados del segmento, los cuales presentan un importante crecimiento en el EBITDA frente al observado en el tercer trimestre de 2014, principalmente debido a las iniciativas que se encuentran en curso para optimizar los costos de operación y mantenimiento de la infraestructura y por la devaluación de la tasa de cambio, que impacta positivamente el transporte de crudo por oleoductos, cuyas tarifas son denominadas en dólares.

Con respecto a nuestros proyectos en curso, en el tercer trimestre finalizamos la adecuación de la Terminal Tocancipá, para el almacenamiento y cargue de productos refinados, que cuenta con una capacidad de cargue total de 12 mil barriles diarios de gasolina y diésel.

Adicionalmente, se finalizó la construcción de dos tanques de almacenamiento en la terminal de Coveñas, cada uno con capacidad de 420 mil barriles, para ofrecer mayor flexibilidad operativa a la estación y puerto de Coveñas.

Finalmente, en septiembre y octubre en nuestras filiales Oleoducto de los Llanos, Orensa y Oleoducto de Colombia se realizaron pruebas de transporte de crudo de mayor viscosidad al



transportado actualmente, las cuales tuvieron un resultado exitoso y confirmaron que no se requieren cambios mayores en la infraestructura.

Con esto, paso la palabra a Orlando Diaz, quién comentará sobre los resultados del Downstream.

Lámina 19 ORLANDO DIAZ

Gracias Thomas. Durante el tercer trimestre de 2015 la carga de crudo de la refinería de Barrancabermeja disminuyó en cerca de 18 mil barriles por día frente al mismo trimestre del año 2014, debido al mantenimiento programado de la unidad de crudo U200 el cual tuvo un desarrollo exitoso y cumplió con los tiempos establecidos. El margen bruto de refinación de Barrancabermeja fue de \$16.7 dólares por barril, \$1.2 dólares por encima del obtenido durante el mismo periodo de 2014 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.

El costo operativo de caja de refinación y petroquímica disminuyó en 33% frente al mismo trimestre del año 2014 gracias a la implementación de estrategias de optimización, mantenimiento y servicios de soporte. En el plan maestro de servicios industriales que alcanza un avance del 99.2% al cierre del trimestre se destaca el inicio de la fase de precomisionamiento, comisionamiento y arranque de una caldera, la cual se estima finalizar en el último trimestre del año, 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. Ahora le cedo la palabra a Maria Fernanda Suárez quien comentará sobre los resultados financieros del periodo.

Lámina 21 MARIA FERNANDA SUÁREZ

Gracias Orlando. Buenos días a todos los participantes voy a referirme ahora a los resultados financieros del grupo empresarial en el tercer trimestre del 2015. Como mencionó el presidente el tercer trimestre fue un periodo retador marcado por la caída en el precio de la canasta, los menores volúmenes producidos y la devaluación del tipo de cambio. Con estos efectos el grupo generó en el trimestre ingresos por \$13 billones de pesos, lo que significa una contracción de 23% frente al tercer trimestre del 2014. Sin embargo, gracias al foco en control y eficiencia en costos y al beneficio que genera ser una compañía integrada logramos generar un EBITDA de \$4.7 billones de pesos, durante el tercer trimestre del 2015 lo que resulta en un margen EBITDA de 36% para el tercer trimestre de 2015 versus un 37.7% del tercer trimestre del 2014. El EBITDA acumulado para el 2015 es de \$15 billones de pesos y un margen EBITDA de 38.2% versus 41.1% para igual periodo del año 2014. A septiembre las inversiones



acumuladas ascendieron a \$4.7 billones de dólares, cerca de 16% menos que en el mismo periodo de 2014 de las cuales, 51% se destinaron principalmente al plan de perforación en Castilla, Chichimene y Rubiales.

El 29% de los recursos se destinaron a refinación, lo que permitió avanzar en la modernización de la refinería de Cartagena y el Plan Maestro de Servicios Industriales de Barrancabermeja y 12% fue invertido en infraestructura de transporte principalmente en la expansión de capacidad del P135 de Orensa y en el proyecto San Fernando Monterrey. Por último se dedicó 8% de la inversión para exploración principalmente de los pozos Kronos y Calasú; estas inversiones permitirán generar los recursos que aseguren el crecimiento y sostenibilidad de la compañía. Las actividades operacionales de la empresa generaron un flujo de efectivo durante el tercer trimestre de 2015 de \$3.9 billones de pesos versus \$606 mil millones de pesos en el segundo trimestre del 2015 por un menor impuesto de renta pagado en el tercer trimestre de 2015 y resultado de las mayores eficiencias en la operación.

Finalmente, la utilidad atribuible a los accionistas de Ecopetrol, fue de \$654 mil millones de pesos en el tercer trimestre del 2015, este resultado refleja la adopción de la política de contabilidad de coberturas, de acuerdo a lo establecido en la IAS 39, la cual miraremos en detalle más adelante.

Vamos ahora a la siguiente lámina para ver los drivers del resultado financiero del tercer trimestre del 2015.

Lámina 22 MARIA FERNANDA SUÁREZ

En comparación con el tercer trimestre del 2014 el grupo registró menores ingresos por \$3.8 billones de pesos; lo anterior por una reducción de \$41 dólares por barril en el precio promedio de la canasta de crudo y productos y el menor volumen exportado de 89 mil barriles/día, principalmente por los ataques al oleoducto Caño Limón-Coveñas. Este impacto negativo se mitigó parcialmente por el efecto positivo sobre los ingresos de la devaluación del tipo de cambio frente al tercer trimestre de 2014. El costo de ventas tuvo un comportamiento favorable, al disminuir cerca de \$1.9 billones de pesos frente al tercer trimestre del 2014. Como pueden observar la disminución obedece a ahorros de casi \$700 mil millones de pesos por un menor volumen comprado de 75 mil barriles equivalentes/día. Cerca de \$600 mil millones de pesos por el efecto combinado, de menor precio y mayor tasa de cambio. Adicionalmente se materializaron importantes optimizaciones en servicios contratados por casi 300 mil millones de pesos y en costos fijos como mantenimientos y servicios. La variación de inventarios disminuyó en \$351 mil millones de pesos principalmente por la acumulación de inventarios en preparación para el inicio de operaciones de la refinería de Cartagena y por las menores ventas del grupo en el trimestre.



Pasando a los gastos operacionales, la reducción del 25% presentada en el tercer trimestre de 2015 versus el tercer trimestre de 2014 se debe primordialmente a menores gastos exploratorios por menor actividad sísmica y menos pozos secos registrados. El resultado financiero neto del trimestre muestra una menor pérdida de \$141 mil millones de pesos ocasionada por el reconocimiento del efecto de la adopción de la contabilidad de coberturas. En el tercer trimestre se observa el efecto completo de cubrir \$5,440 millones de dólares desde el primero de enero de 2015. El tercer trimestre de 2015 cerró con una utilidad de \$654 mil millones de pesos, inferior en un 62% a la del tercer trimestre del 2014 y con una utilidad acumulada a septiembre de 2015 de \$2.3 billones de pesos.

Pasemos a la siguiente lámina para mirar los principales aspectos e impactos de la adopción de contabilidad de coberturas.

Lámina 23 MARIA FERNANDA SUÁREZ

Ecopetrol tiene actualmente un nivel de deuda predominante en dólares y sus ingresos provienen de exportaciones en dólares y ventas nacionales indexadas al dólar; constituyendo esta situación una cobertura natural, con el fin de cubrir la volatilidad de la tasa de cambio sobre el stock de deuda Ecopetrol decidió adoptar la norma contable IAS 39. El instrumento de cobertura es la porción de la deuda financiera en dólares con vencimiento hasta el 2023 y la partida cubierta corresponde a los ingresos por exportaciones de crudo durante el periodo cubierto. En esta operación se cubrieron \$5,440 millones de dólares de deuda y se aplicó la cobertura desde el primero de enero de 2015 de acuerdo a la normatividad vigente. Con la adopción de esta norma, el efecto de la diferencia en cambio sobre la porción cubierta de la deuda, se traslada al patrimonio en la línea de "otro resultado integral", eliminando este efecto del estado de resultados. El efecto en el estado de resultados se reflejará en la medida en que las exportaciones cubiertas se realicen.

Los efectos de la adopción de esta política se ven reflejados en su totalidad en el tercer trimestre del 2015; la adopción de la política generó un impacto positivo sobre el resultado financiero de \$3.9 billones de pesos. Para evaluar el efecto neto sobre el estado de pérdidas y ganancias se debe restar \$1.7 billones de impuesto diferido y el efecto en los ingresos por las exportaciones realizadas en el periodo, para un impacto neto en resultados de \$2.2 billones de pesos. Para efectos de comparación encuentran en el reporte trimestral un anexo con los resultados de cada uno de los trimestres aplicando la política desde el primero de enero de 2015. Es importante resaltar que la aplicación de la política no tiene efecto en caja ni en el pago de impuestos, para efectos tributarios la diferencia en cambio tiene su tratamiento establecido en las mismas normas tributarias. Por lo tanto los cambios generados por la política contable, no tienen incidencia en los balances fiscales.



Pasemos a la siguiente lámina para observar los principales resultados por segmentos.

Lámina 24 MARIA FERNANDA SUÁREZ

Los resultados por segmentos reflejan las ventajas de ser una compañía integrada; Refinación y Transporte contribuyen con resultados positivos, lo que mitiga el impacto de la pérdida registrada en el segmento de Exploración y Producción, que registró menores ingresos en 38% dado los menores precios y volúmenes vendidos. Su costo de ventas disminuyó aproximadamente 14% ante menores compras e importaciones de diluyente y los ahorros en servicios contratados. Como resultado final el segmento disminuyó su utilidad neta en \$1.6 billones de pesos, frente al tercer trimestre del 2014.

Refinación tuvo mejores resultados en \$251 mil millones de pesos, registrando una ganancia de \$147 mil millones de pesos en el tercer trimestre del 2015 versus una pérdida de \$104 mil millones de pesos en el tercer trimestre del 2014. La ganancia es resultado de los mejores márgenes del segmento y menores costos operativos, dadas las estrategias de optimización implementadas.

Finalmente el segmento de Transporte incrementó su utilidad en \$321 mil millones de pesos, principalmente por el impacto positivo de la devaluación sobre sus tarifas y los menores costos en mantenimiento de operación.

Revisemos ahora en la siguiente lámina el flujo de efectivo del grupo.

Lámina 25 MARIA FERNANDA SUÁREZ

En el tercer trimestre de 2015 el grupo mantuvo una sólida generación de caja operativa, que junto con los recursos provenientes de la liquidación de inversiones temporales y la desinversión realizada en la Empresa de Energía de Bogotá, apalancó las inversiones, el servicio de la deuda y el pago de dividendos a socios minoritarios de las compañías de transporte. Esperamos que nuestra generación de caja se mantenga, apoyada en las eficiencias operacionales lograda y previstas para final de 2015 y los recursos que se obtengan de desinversiones. Ecopetrol no prevé endeudamiento adicional para financiar el 2015. Paso ahora la palabra al presidente para cerrar nuestra presentación con las perspectivas del cierre del año.

Lamina 26 JUAN CARLOS ECHEVERRY

Gracias María Fernanda. Como han observado, el Grupo Empresarial Ecopetrol ha respondido muy bien a los grandes retos impuestos por el entorno. Gestionó su desempeño con eficiencia en la operación y con disciplina financiera.



Continuaremos enfocados en generar valor para nuestros grupos de interés y en asegurar un crecimiento rentable bajo los lineamientos de la nueva estrategia, asegurando sostenibilidad y solidez financiera en el largo plazo.

Para ello, continuaremos con la racionalización de actividades, la renegociación de contratos y la búsqueda de nuevas oportunidades de reducción de costos, con miras a lograr la meta de ahorros de \$2.2 billones de pesos para el 2015.

Seguiremos analizando diferentes opciones de desinversión en el portafolio de activos de Ecopetrol, en busca de estructuras de negocio que maximicen el valor para los accionistas, permitan generar recursos para la compañía y nos den foco en Exploración y Producción.

Sobre los procesos de desinversión en marcha, culminaremos la oferta al sector solidario en el proceso de enajenación de nuestra participación en ISA el 30 de noviembre. En el caso de la Empresa de Energía de Bogotá, seguiremos evaluando alternativas para la venta del porcentaje restante de nuestra propiedad.

Esperamos poder operar bajo óptimas condiciones de seguridad para alcanzar la meta de producir 760 mil barriles equivalentes al día en 2015 en el Grupo Empresarial. Avanzaremos en el proceso de puesta en marcha de la refinería de Cartagena con el arranque de la planta de hidrotratamiento en noviembre.

En Exploración, obtendremos los resultados de los pozos exploratorios Calasú y Muérgana Sur, y en Transporte completaremos la ampliación de capacidad en el poliducto Pozos Colorados-Galán.

Finalmente, hacia finales de este año esperamos anunciar nuestro plan de inversiones para 2016, el cual reflejará los ajustes necesarios ante la coyuntura de precios de los hidrocarburos, aprovechando las oportunidades de crecimiento y de incremento del factor de recobro en nuestros campos de Castilla, Chichimene y Rubiales, y el desarrollo de los campos nuevos. Asegurando siempre unas métricas financieras que garanticen la sostenibilidad de la empresa.

La compañía ha demostrado una vez más su resiliencia, su capacidad de ajustarse a las condiciones del entorno mundial y local para continuar creando valor, apalancada en sus capacidades técnicas y aprovechando la fortaleza de ser una empresa integrada.

Gracias a todos ustedes por su interés en nuestra compañía, y con esto abro ahora la sesión de preguntas y respuestas.

SESIÓN PREGUNTAS Y RESPUESTAS

OPERADORA



Gracias, dado a inconvenientes con la línea número 018009130176 por favor para realizar preguntas conéctese a través del numero internacional 7606663613. Le pedimos que por cortesía a todos los analistas, limite sus preguntas a 2 y que utilice la tecla estrella y el número 6 para mudar su teléfono y evitar sonido ambiente. Para realizar preguntas en estos momentos oprima la tecla asterisco y el número 1, para remover su pregunta oprima el símbolo de libra.

OPERADORA

Nuestra primera pregunta es de la línea de Catalina Ricaurte de Porvenir, su línea está abierta.

CATALINA RICAURTE

Buenos días a todos, muchas gracias por la llamada, tengo dos preguntas: la primera es, quisiera aclarar cuánto fue el efecto sobre el P&G, sobre la utilidad neta de la desinversión de EEB como utilidad por venta de inversiones, y la segunda quisiera un poquito más de color sobre, esa implementación de contabilidad de coberturas porque, solamente, eh, cubrir \$5,400 millones de dólares de la deuda y no la totalidad de la extensión de deuda en dólares, si nos quieren ampliar un poquito sobre este tema muchas gracias.

JUAN CARLOS ECHEVERRY

Gracias Catalina, Alberto Vargas, le responderá ambas preguntas.

ALBERTO VARGAS

Catalina muy amable, gracias. Primero la pregunta sobre el efecto en el P&G de la desinversión de, de EEB, el efecto en el Bottom line, la utilidad neta fue de \$75 millardos. Adicionalmente le comento que tuvimos, un efecto en caja de \$640 millardos. La segunda pregunta, implementación de contabilidad de coberturas, eh si, nosotros tenemos, Ecopetrol tiene una deuda de \$11 billones de dólares, y recordemos que para la aplicación de la contabilidad de coberturas es necesario demostrar una efectividad de la designación de dicha contabilidad de coberturas. Ecopetrol cuenta con unos ingresos suficientes en el futuro, para, para cubrir toda su deuda, sin embargo, para garantizar que dicha efectividad no va a tener ningún riesgo de aquí hasta el 2023 la decisión fue adoptar o cubrir el 50% de la deuda, no obstante, dependiendo el comportamiento macroeconómico en los años futuros, Ecopetrol tiene la posibilidad de designar más deuda si así lo necesitase.

CATALINA RICAURTE

ok, perfecto muchas gracias.



OPERADORA

Y nuestra próxima pregunta es de la línea de Andres Cardona, su línea está abierta.

ANDRES CARDONA

Muchas gracias, yo tengo también dos preguntas, la primera me gustaría entender temas de rentabilidad por segmentos, estoy viendo un EBITDA por barril en el negocio de transporte de \$19 dólares más o menos, digamos eso es bastante inusual el mayor valor que tengo registrado anteriormente se dio en el primer trimestre de este año y estaba en \$13 dólares por barril, la pregunta es, si ustedes creen que esa rentabilidad tiene o se ha visto afectada por el tema de, de la devaluación o por efectos no recurrentes y si creen que este es un nivel sostenible, digamos lo mismo en el tema, de, del negocio de exploración y producción hemos visto una caída importante en los precios de realización por barril de igual manera y aún más importante, en los, costos por barril, quisiera saber si de pronto la compañía está recurriendo a una estrategia de vender su producción a boca de pozo y si esto explicaría, digamos esa, esa afectación en este, en este segmento, y la segunda perdón, es si hay un guidance de producción o cuando vamos a tener ese guidance de producción, en una base por campo que anteriormente lo teníamos. Muchísimas gracias.

JUAN CARLOS ECHEVERRY

Gracias Andrés, la primera pregunta sobre el tema de Transporte la va a responder Thomas Rueda, y el componente de venta y de comercialización Juan Pablo Ospina, y el **guidance** por campo lo vamos a, pues lo vamos a, a proveer en adelante, le voy a pedir al vicepresidente de producción, tanto a Héctor Manosalva como a Rafael Guzmán que retomemos esa práctica, entonces Thomas.

THOMAS RUEDA

Andrés muchas gracias por su pregunta, la respuesta es, si hemos visto un, un incremento importante en la rentabilidad de, del EBITDA por barril en el segmento, eso tiene básicamente tres elementos; uno es como usted bien decía la, la TRM, donde hemos visto un incremento importante y esto tiene su, su efecto de una manera que impacta positivamente el resultado, sin embargo es importante, recalcar, que hay otros dos efectos muy importantes, en el resultado y es la reducción de costos en la cual hemos venido trabajado desde ya hace tres años y esa estrategia está dando muy buenos resultados, hemos renegociado contratos importantes, hemos enfocado la, el trabajo en la operación de manera distinta, más eficiente, más efectiva, nunca afectando la integridad de los sistemas y lo tercero es que los volúmenes, que es el tercer elemento importante se han mantenido, tanto para refinados, como para



crudo. Esos tres efectos combinados han hecho que la rentabilidad del segmento llegue a los niveles que ustedes están viendo.

JUAN PABLO OSPINA

Juan Pablo Ospina vicepresidente de comercialización, en cuanto a su pregunta si estamos acudiendo a una estrategia de venta en boca de pozos, la respuesta es no, nosotros seguimos comercializando, nuestro crudo en la terminal de Coveñas principalmente.

JUAN CARLOS ECHEVERRY

Sobre la tercera como yo les decía si vamos a tener metas de producción por campo, vamos a evaluar, la publicación de metas con base en ese tipo de granularidad, desde el próximo reporte en adelante.

CLAUDIA TRUJILLO

Carmen por favor la siguiente pregunta...

OPERADORA

Les recordamos conectarse a través del numero internacional 7606663613 para realizar preguntas, y le pedimos que para realizar preguntas, oprima la, el símbolo de estrella y el número uno. Nuestra próxima pregunta es de la línea de Frank MacGann, from Bank Of America Merry Lynch. Su línea está abierta.

FRANK MACGANN

Ok Hola, buenos días, mirando al 2016 cuando ustedes tomen el campo Rubiales, como, cómo están mirando al proceso de transición, al efecto, quizás que puede tener o no en costos y cómo esperen que, que pueden producir en los próximos años en el campo, que tipo de declinación están esperando.

JUAN CARLOS ECHEVERRY

Gracias Frank, Héctor Manosalva le responderá la pregunta.

HÉCTOR MANOSALVA

Frank, muy buenos días, en efecto Ecopetrol recibe la operación del campo Rubiales a partir del primero de julio del próximo año, para lo cual hemos venido desarrollado un programa de recibo y entrega del campo conjuntamente con Pacific Rubiales, este programa se ha venido



ejecutando y cumpliendo de acuerdo a lo previsto, no tenemos ninguna actividad que conjuntamente, no hayamos podido desarrollar conjuntamente con nuestro socio, a partir de este día de recibo, Ecopetrol ya tiene planificado, una estrategia de operación, un modelo de operación, y estamos actualmente eh, terminando las actividades para la implementación en la oportunidad que se establezca, igualmente Ecopetrol ha diseñado un plan de desarrollo que una vez se tenga la operación del campo, estaremos implementando a partir del segundo semestre del próximo año.

FRANK MACGANN

ok, y ¿piensan que van a, pueden bajar los costos? después de tomar el campo o van a mantenerse, o como, cómo ven el costo de producción allí, y la tendencia de producción también en los próximos años, ¿piensan que puede caer bastante ahí, o se pueden mantener?

HÉCTOR MANOSALVA

El plan de operación de Ecopetrol involucra una estrategia que nos va a permitir optimizar el lifting del campo, el lifting cost, de la misma forma el plan de desarrollo va dirigido a mantener los niveles actuales de producción mediante la, el desarrollo de un proyecto de perforación infill que ya está completamente diseñado por parte de Ecopetrol.

FRANK MACGANN

Ok, muchísimas gracias.

OPERADORA

Y nuestra próxima pregunta es de la línea de Andrés Duarte de Corficolombiana, su línea está abierta.

ANDRES DUARTE

Muchas gracias, tengo dos preguntas. La primera tiene que ver con los costos de levantamiento específicamente, en el paso del segundo trimestre al tercer trimestre de este año, \$7.47 dólares a \$6.89, y se, si se mira esta información en pesos, teniendo ustedes la mayor parte de la producción acá, hay un deterioro en esos costos de, pues de más del 8%, eh, quisiera saber esto a que se debe. La otra pregunta tiene que ver con el, pues, el estimado que ustedes puedan tener respecto al efecto, de los precios de este año, el precio del, del inicio de mes de Brent que ya llevamos once meses, con respecto a los del año pasado que son los de referencia para calcular el temas de las reservas, estaría pasando de \$101.8 dólares a \$56.6 dólares, eso es 44% de deterioro que quisiera saber que estiman ustedes que pueda implicar esto en cuanto a las reservas. Muchas gracias.



JUAN CARLOS ECHEVERRY

Rafael Guzmán responderá la primera pregunta.

RAFAEL GUZMAN

Andrés muy buenos días y gracias por la pregunta. Si efectivamente hemos tenido una mayor reducción del costo de levantamiento si vemos el periodo completo enero a septiembre, que si vemos el periodo solamente del tercer trimestre, esto se debe a dos causas, principalmente a la parte de mantenimiento de pozos de subsuelo, esto es una, un trabajo que se realiza durante todo el año y tiene periodicidades, es, es decir, pueden haber trimestres en los que se hagan mayores mantenimientos que en otros, pero en total si comparamos el mantenimiento de los pozos, el número de intervenciones que hemos hecho en los pozos del año pasado a este año hemos reducido en 30% el número de esas intervenciones, es simplemente puntual, casual, que se hayan dado mayores en este último trimestre. Además de eso también tenemos un efecto, que son las mayores actividades de levantamiento, en las instalaciones del campo K2 en, en Ecopetrol América, fue la instalación del levantamiento artificial para mejorar la producción. Son dos, dos temas que son puntuales en el trimestre pero en términos generales continuamos nuestra tendencia a declinar, bajar los costos de levantamiento.

JUAN CARLOS ECHEVERRY

Andrés con respecto al tema de reservas, la compañía como toda la industria de petróleo y gas, va a experimentar un debooking como consecuencia de la caída del precio internacional; la compañía en este momento está adelantando su proceso normal de certificación de reservas de 2015 el cual será anunciado a lo largo del primer trimestre de 2016.

OPERADORA

Y nuestra próxima pregunta es de la línea de David Gamboa de TPH, su línea está abierta.

DAVID GAMBOA

Tengo un par de preguntas, creo que van bajo una misma, referente a las metas de reducción de costos para el 2015; se habla de \$2.2 billones la nueva meta, lo cual, es un casi un 57% de mejora versus la meta inicial, teniendo en cuenta que la mejora que se ha visto a septiembre fue de 14%, y se está planeando incrementar estos costos, esta reducción de costos casi 40% más al final del año, quisiera si me pueden contar un poco más de donde van a venir estos, esta reducción de costos, se ha hablado de mejora en tiempos de perforación, los números son más bien impresionantes en cuanto a la reducción en días de perforación en Castilla y



Chichimene. Si mal no estoy, hace, hace unos años se veía perforación de pozos en castilla, alrededor de unos 15 días en pozo vertical de 7,000 pies, entonces quisiera saber, debido a la nueva, al nuevo target de costos, que más podemos esperar de eficiencias en perforación, hasta que porcentaje espera Ecopetrol de mejoras para poder realizar esta meta y, en cuanto a los costos de levantamiento, ya se hizo una pregunta similar anteriormente, pero me gustaría saber un poco más ya que la mejora que hemos visto a los 9 meses del 2015, un 70% ha sido gracias a la devaluación del peso y 30% a eficiencias y reducción de costos. Si nos pueden explicar un poco más de donde van a venir estas reducciones de costos para poder alcanzar la meta de los \$2.2 billones al final del año. Muchas gracias.

JUAN CARLOS ECHEVERRY

David, vamos a dividir la respuesta en dos partes, lo primero es sobre el 70 - 30 que usted atribuye a mejora por la devaluación y a reducción de costos. Nosotros como usted sabe tenemos un programa a tres años, pues realmente hasta el 2018 de transformación de la empresa. Un programa que está basado en un diagnostico construido con BCG que tiene ya un liderazgo nuevo en ese programa y que involucra a toda la empresa. Ese programa es independiente de la devaluación, pero por supuesto este año la devaluación lo impacto como es obvio, nosotros lo que hemos logrado este año en particular es adelantar algunos de los ahorros que se esperaban para años subsiguientes, de manera que era algo que se tenía previsto, simplemente se ha hecho un poco más rápido; segundo es muy importante que hay unos ahorros por ejemplo, que se van a materializar el próximo año y el siguiente porque fueron contratos que se renegociaron y que la renegociación implica por ejemplo un menor costo unitario, pero este año no se bajó el monto del contrato, sino simplemente se va a recibir más cantidades por el mismo monto, por el mismo valor del contrato entonces ese es un ahorro que se va a materializar solo en la medida en que pase el tiempo.

Ahora bien, dicho eso si tuvimos, unas, unos, como usted lo señala, tanto en costo de levantamiento, en el número de días de perforación de pozos pero a todo lo largo de la cadena, en los segmentos, no solo de Producción sino de Transporte y Refinación, hemos tenido resultados tanto en Opex como en Capex mejores a los que estábamos previendo en la primera mitad del año. Maria Fernanda Suárez le va a dar algo de color, algo de detalle sobre esto, de manera que si hay un poco de todo, hay un poco de devaluación, hay un poco de menor Opex y menor Capex y también hay un poco de resultados que se materializarán a través del tiempo dentro del marco de la transformación de la toda la empresa.

MARIA FERNANDA SUÁREZ

Bueno David muchas gracias por la pregunta, complementando lo que decía el presidente pues es importante tener en cuenta que en el cuarto "Q" vamos a pasar de \$1.6 de ahorros



que ya hemos logrado a \$2.2 billones y eso vamos a hacer porque ha sido una, un proceso progresivo en donde esos costos que hemos ido logrando se van materializando en la medida en que va avanzando el tiempo. Ahí más o menos estimamos que el 50% de los costos que hemos, de los ahorros en costos que hemos logrado, los vamos a lograr mantener de manera estructural, adicional a eso para llegar a los \$2.2 billones en el cuarto "Q" vamos a tener ahorros adicionales en otras líneas que no hemos observado hasta ahora como son en la línea de ahorros en el segmento corporativo, en el pedazo corporativo, no en el pedazo del negocio, que son significativos y ahorros también en áreas de comercialización y mercadeo, eso es lo principal que vemos adicional a la tendencia que observamos en las líneas del negocio.

DAVID GAMBOA

Vale muchas gracias, solo como un "follow-up" rápido, de pronto para Rafael, mencionaba los, la reducción en días de perforación, estoy asumiendo que eso es solo perforación más no perforación y completamiento y mi pregunta es, podemos esperar algún tipo de reducción de aquí en adelante o creen que ya se haya, estemos llegando como a un plató de reducción de costos en cuanto a la perforación por día en los campos que se mencionaron, gracias.

RAFAEL GUZMAN

Si David, con mucho gusto ilustro un poco más el punto, las reducciones que hemos tenido en costos de perforación obviamente se ven, vienen de dos partes, lo primero la reducción de los días y esa es la gráfica que hemos proveído y también hemos obtenido reducción en tarifas, o sea que no solamente, nos demoramos menos, sino que la tarifa diaria de los servicios es menor, en tarifas hemos tenido reducciones entre el 15-35% para todo tipo de servicios, los promedios que usted ve en las gráficas incluyen todo tipo de pozos, verticales, desviados y demás. En castilla actualmente estamos haciendo más pozos desviados horizontales que, que verticales. Lo otro, el otro punto es que si nosotros continuamos en nuestro trabajo de mejora en perforación y eso lo quisimos mostrar en las gráficas dando datos del primer semestre y luego del tercer trimestre y como puede ver continuamos esta mejora; hacia donde queremos llegar, también mostramos en la gráfica los datos de pozos récord en Castilla y Chichimene cercanos a 14 días, ahí es a donde nosotros apuntamos, a que el promedio de perforación en los pozos, de todos los pozos, se acerque más y más al récord del pozo, es decir, operativamente sabemos que podemos hacer los pozos con esos récords, la, el objetivo es hacer todos los pozos de una manera estándar que duren esos días.

DAVID GAMBOA

Perfecto, muchas gracias por el detalle.



OPERADORA

Y nuestra próxima pregunta es de la línea de Edgar Romero de BBVA, su línea está abierta.

EDGAR ROMERO

Buenos días, muchas gracias por la presentación, tengo dos preguntas, la primera está relacionada con el anuncio que hacen de lo que puede ser un proyecto para aumentar las reservas en Cira-Infantas y en Aguas Blancas, me gustaría saber un poco más en detalle como el timing, cuando podemos esperar que efectivamente sean certificadas reservas, si al cierre de 2015 o si es para el próximo año y que, que costos pueden tener estos proyectos y, la segunda pregunta está relacionada con, con el flujo de efectivo, en el trimestre pues hay una amortización de deuda por \$2.3 billones de pesos, a ver si me pueden dar un poco más de color dado que, pues este año no tenían vencimientos así grandes, y si es una estrategia de la empresa pues hacia adelante comenzar a hacer amortizaciones a pesar digamos de la coyuntura difícil de generación de flujos de caja que son un poco apretados con estos precios. Muchas gracias.

MARIA CATALINA ESCOBAR

¿Edgar? serias tan amable de repetir tu segunda pregunta, y hablar un poco más despacio porque no pudimos escuchar.

EDGAR ROMERO

Ok perfecto, la primera está, ¿está bien?

MARIA CATALINA ESCOBAR

La primera está bien, la de flujo de efectivo

EDGAR ROMERO

Está relacionada con, con una amortización de deuda que realizaron en el tercer trimestre por \$3.3 billones de pesos, entonces la pregunta es si van a comenzar con una política de amortización anticipada de deuda, dado que, por lo menos lo que tengo presente es que no existían vencimientos de esta magnitud en el 2015 de deuda. Gracias.

RAFAEL GUZMAN

Bueno Edgar comienzo respondiendo la pregunta sobre la Cira-Infantas y Aguas Blancas, en estos dos acuerdos que hemos logrado con nuestros socios, hay una fase inicial de piloto de inyección de agua, se tienen las dos; en la parte de la Cira-Infantas se tiene pactado una



inversión por parte de Oxy durante este piloto de \$90 millones de dólares, de ser exitoso este piloto se podrían llegar a invertir cerca a \$2 mil millones de dólares, y buscar incorporar 200 millones de reservas con una producción de 50 mil barriles por día, ahora, estos tres años de piloto es el tiempo pactado máximo, pero de tener resultados anteriores se podría acelerar este desarrollo. Algo similar sucede con Aguas Blancas con el socio Parex, en este el objetivo son 55 millones de barriles de reservas y 10 mil barriles de petróleo por día para el 2020, también se tiene una fase inicial de piloto de tres años con \$61 millones de dólares que serán asumidos por Parex, de ser exitoso ya se invertirían cercanos a \$700 millones de dólares, 60% asumidos por Parex, 40% por Ecopetrol, ahora en Aguas Blancas también se tiene perforación infill, o sea que los resultados pueden acelerarse significativamente.

ALBERTO VARGAS

Edgar buenos días, gracias por sus preguntas yo voy a referirme a la segunda pregunta sobre el flujo de efectivo. Efectivamente nuestros reportes están mostrando unos pagos de \$2.3 billones de pesos, mi primer comentario es, este pago no obedece a ninguna estrategia especial, son pagos que ya estaban programados dentro de la estructura de los préstamos que muchas de nuestras filiales ya tenían, le puedo citar pagos de Bicentenario, nuestra filial ODL, Reficar y pagos de giros financiados de parte de Ecopetrol también. En resumen no obedecen a ninguna estrategia especial sino cumplimiento de los pagos que ya están programados de acuerdo a la estructura de la deuda de nuestras filiales.

JUAN CARLOS ECHEVERRY

Bueno con esta respuesta damos por finalizada nuestra ronda de preguntas y respuestas, les agradecemos a todos haber participado en esta llamada, y pues quedamos a su disposición. Un buen día.

OPERADORA

Gracias por su participación en nuestra conferencia de hoy, esto concluye el programa y puede desconectarse. Que tengan todos un lindo día.