

TEXTO LLAMADA DE CONFERENCIA

Resultados Financieros y Operacionales

Tercer trimestre de 2014

Lámina 2: ALEJANDRO GIRALDO

Buenas tardes a todos y bienvenidos a la llamada de conferencia donde presentaremos los resultados financieros y operacionales de Ecopetrol en el tercer trimestre del 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: ALEJANDRO GIRALDO

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 encargado de Cenit.

Lámina 4: ALEJANDRO GIRALDO

Iniciaremos la presentación mostrando los principales logros del tercer trimestre de 2014; luego repasaremos los resultados de cada segmento

de negocio, para pasar a los resultados financieros y finalizaremos con las perspectivas para el cuarto trimestre y el año 2014.

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

Lámina 5: DR. GUTIÉRREZ

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

En el tercer trimestre logramos retomar la senda de crecimiento de la producción, con un aumento de 3% frente al trimestre anterior, equivalente a 20 mil barriles diarios, gracias a las mejores condiciones operacionales y de orden público y al avance en proyectos en nuestros campos. A pesar de ello, los resultados financieros fueron inferiores debido a:

Primero, la caída de los precios internacionales, que se reflejó en una reducción de 9.4 dólares por barril en nuestra canasta de exportación de crudo frente al segundo trimestre de este año y de 11.5 dólares por barril frente al tercer trimestre de 2013;

Y, segundo, al impacto de la devaluación de 109 pesos por dólar en la tasa de cambio durante septiembre, que ocasionó una pérdida no operacional por efecto de la valoración de nuestros pasivos financieros en dólares, que a futuro se compensa con los ingresos en dólares provenientes de nuestras exportaciones para el total del año.

En relación con nuestras operaciones, destacamos importantes logros en los diferentes segmentos de negocio:

En producción, alcanzamos un record de 66 mil barriles por día en el campo Chichimene, mostrando el fortalecimiento de la operación directa de Ecopetrol, y dimos inicio a dos pilotos de recuperación no térmica.

En exploración, resaltamos el reciente anuncio del pozo exitoso León en la Costa del Golfo de los Estados Unidos, operado por Repsol y en asocio con Ecopetrol. También destacamos la adjudicación en Colombia de cinco bloques en la Ronda de la Agencia Nacional de Hidrocarburos 2014, uno de ellos costa afuera en unión con Shell como operador, y cuatro bloques más a nuestra subsidiaria Hocol.

Transportamos un 5% más de crudo y productos, gracias a la entrada en operación del oleoducto Bicentenario, mayor nafta transportada en el sistema Pozos Colorados – Galán y un número menor de atentados.

También progresamos en la modernización de la Refinería de Cartagena, con un avance total del proyecto de 94.7%.

Exportamos un 5% más de crudo y continuamos con nuestra estrategia de diversificación hacia los mercados europeo y asiático, logrando recientemente firmar un contrato para nuestra primera exportación de crudo a Corea del Sur.

Emitimos bonos de deuda externa por US\$ 1.200 millones, y las agencias Moody's y Fitch ratificaron nuestra calificación de riesgo en moneda extranjera de Baa2 y de BBB respectivamente.

Finalmente queremos destacar la firma de la convención colectiva con nuestros sindicatos por un período de 4 años.

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

Lámina 6: DR. GUTIÉRREZ

Las inversiones de Ecopetrol y su participación en las inversiones de las compañías del grupo entre enero y septiembre de 2014 ascendieron a 5,593 millones de dólares.

El 48% de la inversión se destinó al segmento de Producción, principalmente para las campañas de desarrollo y construcción de facilidades en los campos de los Llanos Orientales; el 24% se destinó a Refinación, primordialmente para la modernización de la Refinería de Cartagena y el plan maestro de servicios industriales de Barrancabermeja; el 16% se destinó a la adquisición de sísmica y perforación de pozos exploratorios, stratigráficos y delimitadores; el 11% para el Midstream, principalmente para los proyectos de incremento en Ocesa y Magdalena Medio, San Fernando – Monterrey, y optimización de Caño Limón-Coveñas; y el restante 1% a otros proyectos del área Corporativa.

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

Lámina 7: MAX TORRES

Gracias Dr. Gutiérrez.

Durante lo corrido del año 2014 se perforaron en Colombia 14 pozos exploratorios A3.

De estos, 13 pozos fueron perforados por Ecopetrol S.A. y uno por Petrobras.

Los pozos Orca localizado en el offshore colombiano operado por la compañía Petrobras, Nueva Esperanza ubicado en el Bloque CPO-09, Cacica-1 ubicado en Bloque Cuisinde en Valle Superior del Magdalena y Casabe K en la cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentran en evaluación.

El pozo Tibirita-1A, ubicado en el bloque Caño Sur, comprobó la presencia de hidrocarburos. Los pozos restantes resultaron secos.

Adicional a estas perforaciones, están los 3 pozos perforados y completados por Hocol, los cuales resultaron secos.

Para destacar a nivel internacional, Ecopetrol America Inc. terminó la perforación de dos pozos A3 durante el tercer trimestre. El primero de ellos K2 #5, el cual se encuentra taponado y abandonado; y el pozo León, el cual al cierre del trimestre se encontraba en evaluación y recientemente confirmó un descubrimiento.

De igual forma, en Angola se perforó el pozo Dilolo-1 en el Bloque 39/11 operado por la compañía Statoil el cual fue seco, e iniciamos la perforación de un segundo pozo en el Bloque 38/11 denominado Jacaré.

Por otro lado, la ANH nos adjudicó 5 bloques exploratorios de la Ronda 2014; uno en el *offshore* a la Unión Temporal Ecopetrol-Shell y 4 bloques en el *onshore* a la filial Hocol.

Paso la presentación a Rafael Guzmán quien comentará acerca de los resultados de producción.

Lámina 8: RAFAEL GUZMAN

Gracias Max, en materia de producción, durante el tercer trimestre del 2014 el Grupo Empresarial logró cambiar la tendencia decreciente que se venía presentando en los últimos trimestres, esto con un aumento cercano a los 20 KBPED, alcanzando un total de producción de 755 KBPED.

Este aumento se explica principalmente por un crecimiento en la producción del campo Chichimene, el cual durante el tercer trimestre alcanzo una producción record de 66 KBPED dada la entrada de nuevas facilidades y pozos, tanto productores como inyectores. Adicionalmente durante el trimestre se evidenció una reducción significativa en el impacto de los atentados a la infraestructura.

En comparación con el mismo periodo del año anterior, la producción del Grupo Empresarial es inferior en un 5.7%, diferencia dada principalmente por tres factores. Primero, las limitaciones en la capacidad de disposición de agua, esencialmente en Rubiales. Segundo, la disminución temporal de la producción de los campos de gas de la Guajira debido al inicio del proyecto GACE IV. Este proyecto permite aumentar el factor de recobro mediante una reducción de la presión en cabeza de pozo. Por último se encuentran las dificultades operacionales asociadas a paros y socializaciones con las comunidades, las cuales generaron retraso en la entrada de nuevas facilidades y pozos en varios activos.

Vale la pena resaltar que durante el trimestre se dio la aprobación de la licencia ambiental de desarrollo para el campo Caño Sur, hito importante para lograr la meta de los 25 KBPED a finales del 2015. Igualmente se recibió por parte de las autoridades competentes, las licencias requeridas para la transferencia de aguas industriales a terceros, lo cual permitirá reducir las limitaciones en la capacidad de disposición de agua en algunos de los principales campos tanto en el mediano como en el largo plazo.

Otro hito importante durante el trimestre fue la implementación del nuevo modelo regional con la creación de tres nuevas vicepresidencias regionales, Orinoquia, Central y Sur, y una cuarta vicepresidencia encargada de nuestros activos en asociación. Este modelo nos permitirá mejorar nuestras actividades de control sobre las operaciones así como tener un relacionamiento más cercano y efectivo con las comunidades.

Finalmente continuamos con nuestra estrategia para aumentar el factor de recobro en nuestros campos, dando inicio durante el trimestre a dos nuevos pilotos que veremos en más detalle en la siguiente lámina.

Lámina 9: RAFAEL GUZMAN

Con corte a Septiembre 30, se iniciaron dos nuevos pilotos, el primero en Palo Grande de agua mejorada en el área del Sur del país y el segundo en Provincia con un *Huff & Puff* de gas en el Valle Medio del Magdalena, alcanzando en total 5 pilotos al tercer trimestre. Sin embargo a la fecha se ha comenzado un piloto adicional de agua mejorada en Casabe con lo cual el número total a hoy es de 6 pilotos.

La empresa mantiene su meta de dar inicio a 13 pilotos en el 2014, con el inicio de 7 pilotos adicionales en el cuarto trimestre. El aporte de estos pilotos es muy importante para la incorporación de reservas y producción incremental principalmente en los años 2017 a 2020.

Vamos por favor a la siguiente lámina.

Lámina 10: RAFAEL GUZMAN

En términos de recobro térmico, el avance en nuestros proyectos se centra en el piloto de inyección de aire en Chichimene, el cual terminó durante el trimestre la construcción del laboratorio en el ICP y ya cuenta con más del 30% de los equipos necesarios en campo. Se espera completar el año con todas las facilidades terminadas, lo que nos permitirá dar inicio al proceso de inyección en el segundo trimestre del 2015.

Por último la empresa concretará durante el cuarto trimestre del año, un acuerdo de investigación y desarrollo en tecnologías de recobro térmico

con la Universidad de Stanford, el cual soportará el desarrollo del programa de recobro térmico de Ecopetrol.

Ahora los dejo con Thomas Rueda quien les contará sobre los resultados del Midstream.

Lámina 11: THOMAS RUEDA

Gracias Rafael.

Buenas tardes a todos.

Durante el tercer trimestre de 2014, el volumen transportado se incrementó en 58 KBPD, equivalentes a un 4.9% en comparación con el mismo periodo del año anterior, llegando a 1 millón 232 mil barriles por día.

El transporte de crudo por oleoductos se incrementó en 5.2% frente al mismo periodo de 2013, debido fundamentalmente al incremento en el volumen transportado por el sistema Ayacucho Coveñas de 24" como resultado de la entrada de mayores volúmenes provenientes del Oleoducto Bicentenario y mayores volúmenes asociados a la disminución de los atentados en los últimos meses de este trimestre. Adicionalmente, se observó un mayor volumen transportado en Ocesa como resultado de victorias tempranas en el proyecto Delta 35. Del total de volúmenes de crudo transportados, aproximadamente 74,2% correspondió al producto de propiedad de Ecopetrol.

Por su parte, el transporte por poliductos se incrementó en 3,9% en comparación con el mismo trimestre del año anterior, debido principalmente al incremento en el volumen de nafta transportado por el sistema Pozos Colorados-Galán-Apiay para la dilución de crudos pesados. Del total de volúmenes transportados por poliductos, aproximadamente 50,7% correspondió a producto propiedad de Ecopetrol.

Con relación a nuestros proyectos en curso, se terminaron los trabajos para la ampliación de la capacidad del oleoducto Vasconia-Galán en 60 KBPD para así llegar a una capacidad de 220 KPBD y asegurar el suministro de crudo a la refinería de Barrancabermeja.

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

Lámina 12: PEDRO ROSALES

Gracias Thomas.

Durante el tercer trimestre de 2014 la carga de la refinería de Barrancabermeja se incrementó en 9 mil barriles por día frente al mismo periodo del año 2013 debido a la estabilidad operacional de las unidades de proceso.

El margen bruto de refinación de Barrancabermeja fue de 15.5 dólares por barril, 5.3 dólares por encima del obtenido durante el tercer trimestre del año 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 tercer trimestre de 2014 la ampliación y modernización de la refinería de Cartagena alcanzó un avance general de 94.7%, destacándose el completamiento mecánico parcial de 16 unidades de las 31 unidades totales que comprende el proyecto, el cual permite iniciar las actividades de precomisionamiento en dichas unidades. Se espera que al terminar el año se completen mecánicamente 13 unidades más.

En cuanto a los volúmenes vendidos, las ventas nacionales aumentaron en 35 mil barriles por día, 11% más que en el tercer trimestre de 2013.

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

Las exportaciones se incrementaron en 12 mil barriles por día debido al mayor volumen disponible de crudo tras la apagada de la refinería de Cartagena desde marzo de 2014 y al incremento en la producción de fuel oil como resultado de la mayor carga de crudo procesado en Barrancabermeja.

Se destaca el continuo aumento de ventas de crudo a Asia, donde se entregó el 37% del volumen, y a Europa, donde se entregó el 18%.

Como parte de esta estrategia de diversificación de mercados, se firmó el primer contrato de suministro de crudo con un refinador de Corea del Sur, volúmenes que serán entregados durante el último trimestre del año.

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

Lámina 13: MAGDA MANOSALVA

Gracias Pedro, vamos por favor a la siguiente lámina para repasar los principales aspectos que impactaron la utilidad neta entre el tercer trimestre de 2013 y el tercer trimestre del año 2014.

La utilidad neta fue 2.36 billones de pesos, 1.6 billones de pesos menos que en el mismo período del año anterior.

Esta reducción se explica principalmente por:

Uno, los menores precios promedio de venta, como consecuencia de la caída en los precios internacionales de referencia.

Dos, el impacto de la devaluación de la tasa de cambio, que ocasionó una pérdida no operacional en el mes de septiembre por la valoración de nuestra posición neta pasiva en dólares, que no logró ser compensada en ese mes por el efecto positivo de la devaluación sobre nuestros ingresos.

Es importante aquí anotar que la devaluación de la tasa de cambio tiene dos efectos de naturaleza contraria sobre los resultados de la empresa: un efecto positivo en el tiempo, derivado del hecho que nuestros ingresos operacionales están mayormente denominados en dólares, y un efecto negativo en razón a nuestra actual posición neta pasiva.

En el neto y de manera acumulada, la devaluación de la tasa de cambio favorece los resultados de la compañía, pues vender crudo y productos indexados a una mayor tasa de cambio, más que compensa los efectos puntuales de la valoración de nuestra posición neta en el balance general.

Tres, los mayores costos fijos de transporte bajo el esquema Ship or Pay y el incremento de tarifas de transporte autorizado por el Ministerio de Minas y Energía.

Cuatro, los menores ingresos de algunas de las compañías del grupo empresarial.

Pasemos por favor a la siguiente lámina para entender el efecto de estos elementos, al comparar las principales líneas del estado de resultados entre el tercer trimestre de 2013 y el tercer trimestre del año 2014.

Lámina 14: MAGDA MANOSALVA

Nuestros ingresos disminuyeron debido principalmente a la reducción de 8.9 dólares por barril en nuestro precio promedio de venta de crudo, productos y gas, a los menores volúmenes vendidos de 8 mil barriles por día aproximadamente, principalmente de crudo, y a un menor servicio de mantenimiento cobrado a Cenit, con un leve efecto positivo de la devaluación de la tasa de cambio.

Por su parte los costos variables se redujeron en un 7% como resultado combinado de:

Una disminución de 29 mil barriles en los volúmenes comprados, principalmente de crudo de regalías por la menor producción del país, junto con un precio promedio de compra inferior en 3.4 dólares por barril.

Dos, los menores costos de amortización y agotamiento de campos por las menores producciones, esencialmente en Rubiales, Castilla, Chuchupa y Quifa.

Por su parte los costos fijos subieron cerca de 10%, principalmente por el mayor costo de transporte de hidrocarburos bajo el esquema *ship or pay* en Oleoducto Bicentenario, y las mayores tarifas autorizadas por el Ministerio de Minas y Energía en Julio de 2014 a Cenit, así como por los mayores costos de mantenimiento.

En los gastos operativos la gran diferencia se explica en que en el mismo período del año 2013 se reversaron provisiones por 253 millardos de pesos; por otro lado, en el tercer trimestre del año 2014

tuvimos mayores gastos exploratorios, aduaneros y de servicios en muelles.

Respecto al resultado no operacional, este fue menor 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, aspecto que ya explicamos.

Los menores ingresos de las compañías del grupo, primordialmente las del segmento de Exploración y Producción, al ser registrada actividad exploratoria no exitosa en Brasil y la Costa del Golfo de los Estados Unidos y menores utilidades por la caída de los precios del crudo.

Pasemos por favor a la lámina siguiente.

Lámina 15: 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.

Como resultado final, la utilidad neta y el Ebitda en el tercer trimestre de 2014 fueron menores a los del tercer trimestre de 2013.

Paso la palabra al doctor Javier Gutiérrez para ver nuestras perspectivas para el cuarto trimestre y el cierre del año 2014.

Lámina 16: DR. GUTIÉRREZ

Gracias Magda, vamos por favor a la siguiente lámina para repasar nuestras perspectivas para el cuarto trimestre y el cierre del año 2014.

En Exploración, esperamos tener los resultados de los pozos Orca en el offshore colombiano y Nueva Esperanza en el bloque CPO-09, y completar la perforación de 4 pozos para concluir la campaña exploratoria de 2014, 3 en Colombia: Boranda, Calypso y Bullerengue, más Jacaré en Angola.

En Producción, gracias a la mayor capacidad de tratamiento de agua y manejo de crudo y a los nuevos pozos de desarrollo tendremos una mayor producción en Castilla y Chichimene. Así mismo, esperamos terminar el año con un total de 13 pilotos de recuperación secundaria.

En Transporte comenzaremos la operación del Proyecto Delta 35 de Orensa.

En Refinación, esperamos iniciar la fase de pre comisionado y cerrar el año con la terminación mecánica y la entrega de 29 de las 31 plantas de proceso del proyecto de modernización de la Refinería de Cartagena.

Internamente, continuaremos con el plan de trabajo para dar cumplimiento a la aplicación de las normas internacionales de información financiera a partir del primero de enero de 2015.

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

Muchas gracias.

SESIÓN DE PREGUNTAS Y RESPUESTAS

DIEGO USME: inaudible.

ALEJANDRO GIRALDO: Buenas tardes, es Alejandro Giraldo, por favor denos unos minutos porque tenemos problemas con la línea telefónica y la verdad no pudimos oír casi nada de la pregunta, danos unos minutos vamos a revisar un segundo.

Parece que ya mejoramos la línea telefónica, entonces por favor repita las preguntas y el nombre.

DIEGO USME: Bueno, nuevamente gracias por tomar mi pregunta.

La primera inquietud que tengo con estos resultados es, si van a haber algún *update* sobre la producción, sobre esos 818.000 barriles que se esperan para final de año y si hay algún cambio también para el millón que se espera para el 2015; en ese mismo sentido me genera inquietud el hecho de que la producción en los campos con operación propia esté avanzando mejor, inclusive Chichimene llegó a un hito y está avanzando mejor que la producción que hay con contratos asociados, creen que eso tiene algo que ver con el *know-how* propio o es simplemente temas fortuitos de los campos como tal.

Y finalmente respecto al *Capex*, digamos viendo un poco el éxito exploratorio, el hecho que en Colombia solo un campo haya sido exitoso de 17 perforados, me genera la inquietud de cuál es la estrategia, sobre todo porque según entiendo sólo hay 4 campos más a perforar para cierre de año, es decir que el éxito exploratorio estaría muy por debajo, en el mejor de los casos de lo que fueron los años anteriores.

Entonces sobre el tema del éxito en exploraciones quisiera saber un poco cuál es la estrategia de choque que tienen para mejorar esos indicadores.

Muchas gracias.

DR. GUTIÉRREZ: Muchas gracias.

En relación con tu punto respecto a las cifras de producción, básicamente los planes que tenemos en este momento y a eso se va a referir Héctor Manosalva en más detalle, nos lleva a que nosotros esperamos tener un incremento de 10.000 barriles por mes durante los tres últimos meses del año. Esto es, 10.000 para Octubre, 10.000 para Noviembre y 10.000 para Diciembre, ese fundamentalmente corresponde a lo que son los volúmenes de producción que nosotros aspiramos a tener en los próximos meses.

En relación con las cifras para el año 2015, ya en el momento en que nosotros hagamos la aprobación correspondiente al presupuesto y los planes como lo hacemos corrientemente, estaremos haciendo los anuncios correspondientes. Entonces eso, es lo que puedo comentarte en relación con la actualización de las cifras de producción.

En resumen y de manera concreta, para lo que resta de este año, incrementos de 10.000 barriles por mes, es la cifra que en este momento estamos con nuestros planes apuntándole a cumplir en lo que resta del año. Héctor va a referirse a su vez entonces, en poco más detalle a hacer los comentarios en relación con el mayor crecimiento en nuestra producción propia y en lo que tiene que ver en relación con los asociados, y Max Torres va a referirse fundamentalmente a lo que es completar nuestro plan exploratorio en lo que resta del año y las actividades que todavía estamos realizando.

Héctor por favor, si quieres continuar.

HECTOR MANOSALVA: Diego, buenas tardes.

En efecto la operación directa se ha mantenido constante entre el tercer trimestre del 2013 al 2014, hemos tenido un crecimiento de 3.000 barriles promedio día y para el acumulado Enero-Septiembre entre el 13 y el 14 la producción es prácticamente la misma.

Sí tenemos dificultades con la operación que proviene de la actividad asociada de Ecopetrol y fundamentalmente, esto se debe a las menores producciones que hemos tenido en los campos de Rubiales, Guajira, Caño Limón, fundamentalmente.

Campo Rubiales, ha venido disminuyendo la producción fundamentalmente por el proceso de licenciamiento y la aprobación de utilización de agua a terceros, algo que se dio en el mes pasado y que a través de esta aprobación vamos a poder utilizar cerca de un millón de barriles diarios de agua y esto impactará positivamente la producción del campo.

Con respecto a la Guajira, la entrada del proyecto GACE IV, que es un proyecto que baja los niveles de presión en cabeza de pozo para poder mantener la producción e incrementar los factores de recobro. También ha tenido un impacto importante.

Y, Caño Limón, fundamentalmente la menor producción está asociada a los atentados contra la infraestructura de transporte ha afectado de manera importante el campo, en el promedio día para el período de Enero-Septiembre.

DR. GUTIÉRREZ: Lo único simplemente complementar en el caso de Caño Limón, claramente durante los últimos meses que ha habido una situación de orden público muy favorable prácticamente nos hemos mantenido sobre producciones que están por encima de los 72.000 barriles, que está de acuerdo con las cifras esperadas.

Max, por favor.

MAX TORRES: Buenas tardes.

Con respecto al tema exploración, si bien es cierto, que se han perforado 17 pozos hasta ahora y se ha declarado éxito comercial 1, en realidad hay 5 éxitos exploratorios, que están en evaluación, o sea hay un chance de éxito del 29% que está alineado con los índices de la industria, 29, 30% de lo que tenemos de éxito geológico en este momento en la campaña exploratoria, esos 5 pozos que están en evaluación están distribuidos en diferentes regiones y quedan por perforar o por terminar de perforar 2 pozos, o sea que terminaríamos la campaña del año con 19 pozos.

Si vamos a cambiar la estrategia, yo creo que eso es lo que estamos considerando en este momento. Yo soy nuevo en la organización, estoy hace dos meses junto a Ecopetrol y parte del plan es reconsiderar la estrategia de exploración. Ahora, cuál va a ser esa estrategia, todavía no tenemos un plan concreto, estamos en ese proceso.

DR. GUTIÉRREZ: Muy bien, Diego, algún comentario adicional?

DIEGO USME: Sí, es que quisiera simplemente tener un número más claro, porque no me quedó muy claro el tema de la producción, 10.000 barriles mensuales implicaría una incorporación hasta 784.000 con una última producción promedio, es decir, al final habría un recorte de 34.000 barriles frente a la meta de 818.000?

DR. GUTIÉRREZ: Sí, claramente tienes que tener en cuenta que eso ya capitaliza claramente todo lo que fue básicamente las producciones diferidas que hemos tenido por las distintas causas que fundamentalmente tienen que ver especialmente lo que tuvimos durante los meses de Marzo, Abril y Mayo en la parte, así como en Julio, por la parte de orden público, como también la producción que hemos acumulado diferida por las situaciones que se presentaron de orden social y con comunidades, especialmente durante los meses de Enero y Febrero en la parte de los campos de Castilla, Chichimene y Apiay, como también esto tiene que ver justamente con lo que está asociado a las autorizaciones para disposición y tratamiento de agua que también incluye una parte correspondiente, o sea que para ese promedio, claramente ya debes incorporar lo que son las pérdidas que tenemos acumuladas por las distintas causas durante todos los meses anteriores.

DIEGO USME: Ok, muchas gracias.

OPERADOR: La próxima pregunta viene de Catalina Ricaurte de Porvenir, su línea está abierta

CATALINA RICAURTE: Buenas tardes, gracias por la llamada.

Mi pregunta está relacionada con la tasa de cambio, si me pueden expandir un poco más información sobre la posición neta de Ecopetrol, pues a nivel de grupo sobre la hoja de balance, los resultados hacen mucho énfasis en el impacto en el tema de la deuda financiera, pero quisiera entender un poco ya en agregado la posición neta a las devaluaciones de la tasa de cambio.

DR. GUTIÉRREZ: Sí Catalina, vamos a darte la explicación, de acuerdo que en nuestro caso pues tiene el doble efecto, un efecto positivo que está relacionado con los ingresos, pero también tiene el efecto contrario, que está relacionado con la parte de la deuda, Magda Manosalva te da la explicación de manera detallada.

MAGDA MANOSALVA: Si mira Catalina, te voy a explicar.

La posición de Ecopetrol es neta pasiva, eso quiere decir que los pasivos en dólares son mayores que los activos en dólares, esa posición neta pasiva, ascendió a cierre de Septiembre a orden de 3.5 billones de dólares, cuando usted valora esa posición a las tasas de cierre, el mayor impacto que nosotros tuvimos por el lado no operacional fue de 500 millardos en el mes de Septiembre, sin embargo acumulado año y un poco para entender la parte operativa, los ingresos como están indexados a la tasa de cambio, cuando usted vende a una tasa de cambio más alta, termina recibiendo mayores ingresos, eso en el acumulado del año, es decir de Enero a Septiembre, lo que representó para Ecopetrol es una ganancia neta del orden de 360 millardos, que compensa las pérdidas que tuvimos en el mes de Septiembre por el efecto de la valoración de la posición neta pasiva.

No sé si le queda claro.

DR. GUTIÉRREZ: Catalina, Catalina...

OPERADOR: Catalina, su línea está abierta.

MAGDA MANOSALVA: Catalina, no sé hasta qué parte me alcanzó a escuchar, pero pido disculpas por haberse caído la llamada, pero le estaba explicando.

Los impactos de la tasa de cambio en nuestros resultados son de dos clases: El primero, es arriba cuando nosotros vendemos a una mejor tasa de cambio y al tiempo compramos más caro las compras de materia prima que necesitamos para hacer nuestra producción, eso es por el lado operativo. Normalmente, ahí en ese aspecto la subida de la tasa de cambio o la devaluación de la tasa de cambio nos beneficia.

La otra parte es por los no operativos, los no operativos lo que recogen es el efecto de balance y la diferencia entre el activo y el pasivo, la posición de Ecopetrol en todo este período de tiempo es una posición pasiva, que quiere decir que nosotros tenemos más pasivos que activos. En cuanto más, tenemos 4.5 billones de dólares más de pasivos que de activos. Cuando usted valora esos pasivos a una tasa de cambio más alta pues tiene el impacto en los no operativos de la devaluación de la tasa de cambio. Eso es en términos generales, como es el impacto de la tasa de cambio.

Ahora en términos de números y comparado con el año anterior, nosotros hemos tenido por efecto de ingresos, la parte operativa hemos tenido unas ganancias del orden 1.8 billones de pesos.

El efecto compras, usted compra más caro, es de 700 millardos de pesos, el efecto de la diferencia en cambio contable acumulado a Septiembre comparado con el año 2013, es de 500 millardos. Con lo cual al cierre de Septiembre y al tercer trimestre del año 2014, nosotros tenemos un efecto total positivo de tasa de cambio de 590 millardos de pesos.

No sé si le queda claro Catalina.

CATALINA RICAURTE: Sí, muchas gracias.

OPERADOR: La próxima pregunta viene de César Cuervo, de Credicorp Capital, su línea está abierta.

CESAR CUERVO: Gracias, buenas tardes y muchas gracias por recibir las preguntas.

Yo tenía dos preguntas puntuales:

La primera, es si podrían darnos alguna actualización de cómo van las licencias ambientales para aumentar el tratamiento de agua en Castilla y en Chichimene que habían comentado en la teleconferencia del trimestre anterior.

Y la segunda, es en este contexto de precios de hidrocarburos si ustedes estarían considerando hacer una revisión importante en el plan de la campaña exploratoria para el año entrante, para concentrarse solamente en los campos donde los márgenes podrían ser más altos y podrían resultar económicos en un contexto en el que posiblemente los precios se mantengan deprimidos con los niveles actuales.

Gracias.

DR. GUTIÉRREZ: Gracias Cesar.

Tomo un comentario respecto a la segunda pregunta, la primera dejo que el comentario lo haga Héctor Manosalva.

Sí, claramente nosotros estamos haciendo una revisión detallada de todo nuestro plan de inversiones para todos los segmentos, tanto para la parte exploratoria, la parte de producción, en refinación, en transporte y claramente estamos enfocando a aquellos proyectos que tengan una generación de valor, de acuerdo con los criterios que tiene la compañía y a introducir todos los ajustes, teniendo en cuenta la coyuntura de precios por la que se está atravesando.

Esto complementado también con una revisión en detalle, de todo lo que tiene que ver con nuestros costos, tanto fijos como en la parte variable y especialmente la parte de los costos operativos, o sea que efectivamente sí se está haciendo, digamos, una revisión a fondo, de todos nuestro plan de inversiones y de gastos.

HECTOR MANOSALVA: Cesar, buenas tardes.

Con respecto al licenciamiento vale la pena mencionar lo siguiente: El campo Castilla tiene aprobada una licencia de vertimiento por 750.000 barriles al río Guayuriba, no obstante, la decisión de Ecopetrol fue hacer la reinyección del 100% de las aguas producidas por el campo. Con base

en esta decisión, hemos venido incrementando las capacidades de inyección, la próxima semana estamos manejando 200.000 barriles de agua, el primero de Diciembre estaría entrando una planta de 350.000 barriles por día, y el próximo año tendríamos unas capacidades de inyección adicionales en un millón de barriles más.

Con respecto al campo Chichimene, tenemos una licencia de vertimiento de 60.000 barriles por día y la decisión de Ecopetrol es hacer la reinyección del 100% de las aguas en Diciembre de este año.

Así las cosas, Ecopetrol ha dado una solución a las aguas de producción haciendo disposición y en algunos casos, aguas para el recobro secundario como es el caso de Chichimene.

CESAR CUERVO: Perfecto, y perdón una pregunta sobre la segunda respuesta. Eso implicaría, o qué implicaciones tendría entonces en términos de los costos de producción la decisión del vertimiento o la reinyección en Castilla y Chichimene.

DR. GUTIÉRREZ: Sí, de acuerdo.

HECTOR MANOSALVA: Los costos que hemos estimado están entre 14 y 18 centavos de dólar por barril, y esto claramente el margen operacional del campo tiene la posibilidad de poderlo soportar. Es una decisión de responsabilidad social y ambiental con la región y que claramente establece ese compromiso que tiene Ecopetrol de los barriles limpios.

CESAR CUERVO: Perfecto, muchas gracias.

DR. GUTIÉRREZ: Como claramente lo menciona Héctor, es también toda la reducción de las vulnerabilidades que pueda representar del manejo de los vertimientos a las fuentes de agua, que desde ese punto de vista, pues esta es una condición digamos mucho más segura.

OPERADOR: La próxima pregunta viene de David Villán, de Asesores en Valores, su línea está abierta

DAVID VILLÁN: Buenas tardes, muchas gracias.

Quisiera conocer un poco, teniendo en cuenta el impacto en exploración el impacto que también se ha anunciado en relación a la reducción en las metas de producción que claramente van a impactar los ingresos y utilidades y como se visualiza esto de acuerdo al plan de inversiones a 2020 que tiene la compañía y que podemos esperar al respecto.

DR. GUTIÉRREZ: Básicamente lo que Ecopetrol busca es ajustar sus planes sobre la base de criterios de valor, buscando justamente hacer la mayor generación de valor posible para todos nuestros públicos de interés y lógicamente en primera instancia para nuestros accionistas. Entonces tal como nosotros lo mencionamos estamos avanzando en una revisión estratégica de nuestros planes a mediano y a largo plazo, los cuales oportunamente estaremos comunicando, este es un ejercicio que se está haciendo con la participación de nuestra Junta Directiva, después de todo un período de crecimiento como el que la compañía ha venido desarrollando ya por más de unos 7 años con tasas de crecimiento de dos dígitos y mirando lo que son las actuales perspectivas, tanto en términos de las potencialidades, como de las condiciones de mercado, pues es un momento que es completamente propicio para que se entre a hacer esa revisión y que claramente pues nosotros podamos seguir generando valor.

Claramente si ustedes observan nosotros tenemos una meta de rentabilidad sobre el capital del 17%, que hemos venido cumpliendo con resultados que durante este periodo han estado por encima del 20%, claramente en lo que nosotros apuntamos es poder seguir cumpliendo con esas metas de generación de valor en término económico y por eso la revisión que hoy realmente estamos acometiendo y que venimos haciendo y de lo cual pues oportunamente les estaremos informando. Pero en lo que si nos mantenemos claramente dentro de la línea es pues no bajar esas expectativas de lo que ha sido la generación de valor y la rentabilidad que nosotros hemos venido mostrando durante todo este período que como ya lo mencionaba son rentabilidades que están por encima del 20%.

DAVID VILLAN: Perfecto, muchas gracias.

OPERADOR: La próxima pregunta viene de Andrés Sanchez de Corpbanca Helm, su línea está abierta.

ANDRÉS SANCHEZ: Buenas tardes, gracias por la presentación.

Se ha notado un cambio drástico en la ponderación que tiene sobre la canasta de precios la referencia Brent, entonces me gustaría saber si tienen una expectativa para el próximo trimestre de la misma proporción o si esperan que vuelva a los niveles anteriores de esa referencia sobre la ponderación de la canasta de la compañía.

DR. GUTIÉRREZ: Andrés, toma la respuesta Pedro Rosales.

PEDRO ROSALES: Gracias Andrés.

Lo primero sería aclarar que nuestras ventas están indexadas a distintos indicadores, puede ser el Brent, puede ser el Maya; pero realmente la condición de venta del crudo está en función de donde se puede realizar mejor, cuál es su precio final de venta más alto. Independiente de cuál es el indicador al que está vinculado.

Hoy en día tenemos el 72% de nuestra canasta referenciado a Brent y 29% referenciado a Maya, pero ese número efectivamente puede variar en función de dónde son los mercados y cuál es el mejor interés de ellos, respecto a cuál es el indicador que les da más confianza para referenciarse. Otra cosa, es que nosotros al final lo que hacemos es verificar cual es la condición de mejor agregación de valor que se da para la compañía en función sin importar cuál es el indicador que se use.

También es de anotar como se ve en el informe que cada vez en nuestro proceso de diversificación estamos vendiendo más hacia mercados del Oriente, también ha crecido la participación de Europa y ha disminuido la participación de EEUU, en función de eso pues se puede continuar dando una evolución de los índices a los cuales nos referenciamos dependiendo del apetito o del interés de los clientes respecto a cualquiera de estos indicadores en función de su condición particular, es decir, cada uno mira cual es el indicador que le genera más digamos confianza y hacia ese se referencia nosotros miramos cual es el valor óptimo que obtenemos al realizar las ventas sin importar a qué indicador se vincule esa venta.

OPERADOR: La próxima pregunta viene de Sebastián Gallego de Credicorp Capital, su línea está abierta.

SEBASTIÁN GALLEGO: Buenas tardes, gracias por la presentación.

Son tres preguntas, la primera pues teniendo como en cuenta la incertidumbre entre los inversionistas y el no cumplimiento de las metas de forma recurrente por parte de Ecopetrol nos podrían dar un *timing* estimado en cuanto al nuevo presupuesto y en cuanto a la nueva estrategia de la compañía.

La segunda pregunta es si a nivel corporativo nos pudieron dar un poquito su perspectiva en cuanto a precios del petróleo, si ven la presión bajista continuando en los próximos meses o que esperan dentro de Ecopetrol.

Y finalmente quisiera saber de qué se trata el litigio por 267.000 millones que presentó Ecopetrol y que creo que hasta ahora no han dado ninguna explicación frente a eso. Muchas gracias.

DR. GUTIÉRREZ: Sebastián, tal como ya lo comentamos al principio en relación con los incrementos de producción para los próximos meses estaremos teniendo incrementos de 10.000 barriles por mes. En cuanto a cuándo estaremos haciendo anuncios en términos presupuestales, aspiramos como todos los años lo hemos hecho que hacia el mes de Diciembre, estemos dando los anuncios correspondientes a lo que tiene que ver con el plan de inversiones, y propiamente en relación con la revisión que se está haciendo de la estrategia nosotros aspiramos que hacia finales y comienzos del próximo año ya podamos estar haciendo anuncios al respecto, más hacia principios del próximo año, esa es la expectativa que digamos ustedes pueden tener en relación con los anuncios que Ecopetrol estaría haciendo.

Respecto al plan de inversiones, así como también respecto a lo que es digamos las revisiones estratégica que se está haciendo por parte de la compañía, en este momento ya es un proceso que está avanzando, en el cual se está trabajando como lo mencioné con participación activa de toda nuestra Junta Directiva y estamos en desarrollo ya propiamente del plan de actividades y con base en eso aspiramos que para comienzos de año podamos estar haciendo anuncios al respecto.

En relación con la perspectiva de precios, Pedro Rosales hace comentarios al respecto.

PEDRO ROSALES: Si Sebastián, sobre la perspectiva de precios pues es de todos conocido que este es un momento, en el tercer trimestre se ha evidenciado, en el cual las predicciones todavía no son muy claras, el incremento estructural que se ha dado en la producción de crudos sumado a los crecimientos menores en la demanda, han hecho que efectivamente se afecte por la sobreoferta el precio del crudo a los niveles que todos conocemos.

Respecto a la perspectiva a futuro, nosotros lo que podemos es evidenciar que en el mercado tenemos diferentes, hay un rango amplio de pronósticos que oscila entre los 70 como caso más ácido y 95 dólares por barril situándose el promedio de esas expectativas alrededor de los 82, 85 dólares por barril, la compañía dentro de su revisión estratégica todavía no ha tomado digamos una formalización de cuáles son los valores que consideraríamos nosotros presupuestalmente para el año entrante, pero pues lo que podemos anotar es lo que hemos referido, es decir, este es un momento en el cual todavía los pronósticos no están tan claros respecto hacia donde se orienta, aunque se evidencia por la sobreoferta estructural de crudo que vamos a tener respecto a los niveles que veníamos observando una reducción relativamente importante.

DR. GUTIÉRREZ: Claramente lo que sí pudiera esperar el mercado es que tal como ha sido siempre la posición de Ecopetrol, tomaremos una posición prudente en relación con el tema de los precios.

Finalmente sobre lo que tú mencionaste del litigio, hace el comentario Magda Manosalva de qué se trata.

MAGDA MANOSALVA: Si Sebastián, creo que tú te refieres a una provisión que mencionamos en el reporte y habla de realmente y concretamente, es la reversión que tuvimos en el año 2013 de una provisión, porque se ganó un litigio que teníamos con el municipio de Tauramena respecto de la autogeneración de energía.

Lo mencionamos en el reporte porque cuando comparamos el 3Q del 2013 con el 3Q del año 2014, este año no tenemos una reversión de

una provisión de esas características y por eso se ve el impacto, se ve el crecimiento concretamente en los gastos operativos, un poco esa es la explicación, no es una nueva provisión es básicamente que no hubo una reversión en este año.

SEBASTIÁN GALLEGO: OK, perfecto.

DR. GUTIÉRREZ: O sea que se trata de un hecho particular registrado en el tercer trimestre del año 2013 que hace distinto a lo que son los factores normales que uno puede esperar en el comportamiento de las variables.

SEBASTIAN GALLEGO: Gracias.

OPERADOR: La próxima pregunta viene de José Restrepo de Serfinco, su línea está abierta.

JOSÉ RESTREPO: Buenas tardes, gracias por el espacio para las preguntas.

Dentro de la estrategia de Ecopetrol, cómo está jugando la reforma energética en México, digamos quisiera saber si tienen algo pensado para este país dado que es como una nueva frontera de crecimiento para la industria. Gracias.

DR. GUTIÉRREZ: En ese sentido lo que puedo comentarte José es que tal como muchas otras compañías también Ecopetrol ha estado atento a como ha sido la evolución de la reforma posteriormente las autorizaciones, lo que fueron los resultados de la Ronda 0, lo que se menciona ahora en relación con la Ronda 1, hemos estado haciendo las evaluaciones y estamos pendientes el anuncio que tenemos y ahora Héctor y Max me complementan es que estaríamos conociendo términos fiscales aproximadamente a finales de Noviembre, estamos esperando como lo están haciendo todas las compañías, conocer digamos cuáles son esos términos y claramente dependiendo de lo que son las oportunidades y las condiciones.

Sí, es claro que hay un interés en hacer evaluación de las oportunidades que hoy en día ofrece México y dependiendo ya de cuál sean efectivamente estas condiciones pues más adelante estaremos informando sobre las decisiones que podamos tomar a ese respecto.

No sé si Héctor y Max quieren complementar algo.

MAX TORRES: Sí, buenas tardes José.

Con respecto a México como toda la industria estamos a la expectativa, tenemos la intención de trabajar sobre el proyecto, tenemos *teams* que ya están evaluando las posibles oportunidades y como decía nuestro presidente básicamente esperando las condiciones fiscales y pensamos que hay un potencial exploratorio en mi caso y de producción en el caso de Héctor muy importante y como toda la industria como decía estamos a la expectativa.

ALEJANDRO GIRALDO: Buenas tardes, con esto damos por concluida la llamada conferencia en español, pedimos disculpas por los problemas técnicos que son digamos ajenos a la compañía y para preguntas adicionales pueden dirigirlas a la dirección de relaciones con inversionistas, buenas tardes, gracias.