

TEXTO LLAMADA DE CONFERENCIA
Resultados Financieros y Operacionales
Cuarto Trimestre y año 2010

Lámina 2

Introducción por Alejandro Giraldo

Buenas tardes a todos y bienvenidos a la llamada de conferencia donde repasaremos los resultados operacionales y financieros de Ecopetrol para el cuarto trimestre y el año 2010.

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 pudiese 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

La llamada de conferencia será liderada por el Dr. Javier Gutiérrez, presidente de Ecopetrol. Adicionalmente participan: Adriana Echeverri - Vicepresidente financiera, Héctor Manosalva – Vice presidente ejecutivo de exploración y producción, Pedro Rosales -Vicepresidente Ejecutivo del Downstream, Camilo Marulanda - Vicepresidente de estrategia y crecimiento, Enrique Velásquez – Vicepresidente de Exploración, Héctor Castaño –Vicepresidente de Producción-, y Alejandro Giraldo – Director de Relaciones con Inversionistas.

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

Lámina 4

Gracias Alejandro. Buenas tardes, gracias por su participación en esta llamada de conferencia.

Inicialmente voy a resumir los hechos más importantes del año 2010, luego nuestros vicepresidentes comentarán sobre los resultados operativos y financieros, para concluir con las perspectivas para este año.

Vamos ahora a la lámina 5 para revisar los hechos relevantes del año 2010.

Lámina 5

La empresa continuó avanzando exitosamente en la implementación de sus estrategias de crecimiento y diversificación, obteniendo sólidos resultados operativos y financieros.

En Exploración, tuvimos un importante crecimiento en actividad y un éxito exploratorio geológico de 29%.

La producción promedio del grupo empresarial tuvo un crecimiento de 18%, llegando a 615 mil 900 barriles de petróleo equivalente por día.

Cerramos el año con unas reservas netas 1P de 1.714 millones de barriles de petróleo equivalente, un incremento de 11% frente al nivel de reservas de 2009, y logramos un índice de reemplazo de reservas de 193%.

Ampliamos el marco estratégico al año 2020, ratificando la meta de producir un millón de barriles por día en 2015 y un millón trescientos mil barriles por día en 2020. Las inversiones se estiman en US\$80 mil millones entre 2011 y 2020.

Mejoramos la calidad de los combustibles, entregando diesel de menos de 50 partes por millón de azufre en Bogotá, en Medellín y para los sistemas de transporte masivo, de menos de 500 ppm en el resto del país, y gasolina de menos de 300 ppm de azufre.

Incrementamos la capacidad de transporte de crudos y productos para el país y avanzamos en la creación de soluciones estructurales que apalancarán el futuro del sector en Colombia.

Los excelentes resultados operacionales, en medio de un entorno de precios favorables, se vieron reflejados en mayores ventas y mejores márgenes y EBITDA comparados con el año 2009.

El EBITDA fue de \$16.4 billones, equivalente a un margen EBITDA de 45%, con un incremento de 57% frente al año 2009.

Lámina 6

En la lámina 6 presentamos el resumen de la ejecución de nuestro plan de inversiones.

La ejecución de inversiones orgánicas en el 2010 creció un 37% comparada con el 2009. Del total de las inversiones orgánicas realizadas, el 57% fue empleado en proyectos de producción, principalmente para el desarrollo de crudos pesados, el 5% en proyectos de exploración, el 26% en proyectos del Downstream, principalmente en la ampliación de sistemas de transporte y en las plantas de hidrotreamiento, el 10% se destinó a compañías subordinadas y el 2% restante fue empleado en el desarrollo de iniciativas corporativas.

Junto con Talisman Colombia completamos la adquisición de BP Exploration Company Colombia Limited por un valor de US\$1.75 billones, más US\$145 millones por devolución de capital a los accionistas de Ocesa. Ecopetrol tiene el 51% de la nueva sociedad y Talisman el restante 49%. El nuevo nombre de la empresa es EQUIÓN -energía para la vida-, y actualmente opera cerca de 90 mil barriles de petróleo equivalentes por día, de los cuales 27 mil barriles son de su propiedad.

Gracias al crecimiento de la producción y a las inversiones hechas en la ampliación de los sistemas de transporte, lo volúmenes transportados se incrementaron en 29% entre 2009 y 2010.

Para lograr cumplir con las metas definidas en el nuevo marco estratégico 2011-2020 se estima invertir US\$80 billones. De esa suma, el 80% se destinará a actividades de exploración y producción, mientras que el 20% restante irá a actividades de refinación, transporte,

petroquímica, comercialización y biocombustibles. Se espera que la generación interna de caja pueda financiar el 65% de la inversión.

El precio base con el cual se realizó el plan de inversiones 2011-2020 es de US\$60 /bl (constantes de 2011).

Ahora le cedo la palabra a Héctor Manosalva, quien comentará los resultados de Exploración y Producción.

Lámina 7

Buenas tardes para todos. En la lámina 7 se presentan los avances en nuestra estrategia de Exploración y Producción.

Durante el año 2010 Ecopetrol concluyó la perforación de 13 pozos exploratorios en Colombia, 4 fueron clasificados como productores (Rio Zulia West-3; Quifa-6; Oripaya-1 y Akacias-1) y dos más (Tinkhana-1 y Ambar-1) estaban pendientes de culminar su evaluación al cierre de 2010 para establecer la presencia de acumulaciones de hidrocarburos. Sin contar éstos últimos 2 pozos, la relación de éxito exploratorio fue de 36% en Colombia.

Se perforó un total de 10 pozos estratigráficos, de los cuales seis (6) probaron la presencia de hidrocarburos: dos (2) en Caño Sur (Mago- 1x y Draco- 1x), y cuatro (4) en el bloque Quifa (Quifa 26X, Quifa 24X, Quifa 22X y Quifa 20X).

Se realizaron actividades exploratorias internacionales en seis pozos: Palomino, Saluki y Krakatoa en el Golfo de México, Runtusapa en Perú, y Malbec e Itauna en Brasil. En este último pozo, localizado en el bloque BM-C-29 en la región costa afuera de la cuenca de Campos, se reportó evidencia de hidrocarburos.

La actividad sísmica del grupo se incrementó en 60%, llegando a 25.120 Km equivalentes, principalmente por la adquisición de información en la Costa del Golfo de EE.UU. En Colombia, el mayor esfuerzo se concentró en los bloques 8 y 10 de la Ronda Caribe y de crudos pesados en los Llanos. Así mismo, 39 bloques exploratorios fueron adjudicados a Ecopetrol en Colombia, Perú y la Costa del Golfo de los Estados Unidos.

El grupo empresarial alcanzó una producción de 615 mil 900 barriles de crudo equivalente en 2010, lo que representa un crecimiento de 18% comparado con el año 2009.

De la producción del grupo, Ecopetrol S.A. aportó 579 mil 500 barriles, Hocol 27 mil barriles, la participación correspondiente a Ecopetrol en Savia Perú 7 mil 500 barriles y Ecopetrol America Inc 1.900 barriles equivalentes por día.

Para Ecopetrol, el crecimiento en la producción provino de la campaña de desarrollo de los campos de crudos pesados, principalmente Castilla, con un incremento en la producción de 24%; Rubiales con un incremento de 84%, y Chichimene, con un crecimiento de 58%.

Ecopetrol aumentó sus reservas probadas netas en 11%, cerrando el año 2010 con 1.714 millones de barriles de petróleo equivalente. El aumento de las reservas probadas se debió principalmente a revisiones y extensiones en campos existentes. La relación reservas/producción es de 9,1 años.

Ahora le cedo la palabra a Pedro Rosales, quien comentará sobre los resultados del Downstream.

Lámina 8

Buenas tardes a todos. Vamos a la lámina 8 para presentar los resultados del Downstream.

En 2010 entraron en operación las plantas de hidrotreatmento de diesel y de gasolina en Barrancabermeja, con lo cual Ecopetrol empezó a producir diesel y gasolina de bajo contenido de azufre.

El proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja concluyó su estructuración y su ingeniería básica, y en el Plan Maestro de Cartagena se firmó el contrato de ingeniería, compras y construcción. El avance de este proyecto a diciembre 31 de 2010 fue de 17%.

El margen bruto de refinación de Barrancabermeja fue de \$7,70 dólares por barril, frente a \$4,41 dólares por barril en 2009. El margen aumentó por una mejor realización de productos frente al costo de la materia prima. El diferencial de productos creció en US\$4,97/bl, mientras que el costo de materia prima creció US\$1,68/bl.

El volumen total de crudo y productos transportados aumentó 29%, alcanzando 1 millón 36 mil barriles por día. El crecimiento vino principalmente del transporte de crudos para exportación y de nafta al área de los Llanos Orientales para ser empleada como diluyente de crudos pesados. También se dio inicio al transporte de biodiesel por la red de poliductos.

En relación con el desarrollo de la nueva infraestructura de Transporte, se constituyó la sociedad Oleoducto Bicentenario de Colombia con 7 socios y una participación de Ecopetrol del 55%, con el propósito de construir y operar el oleoducto que se extenderá desde el departamento de Casanare hasta el puerto de Coveñas, y que asegurará la exportación de los incrementos de producción de petróleo proveniente de la región de los Llanos Orientales.

Así mismo, el Programa de Evacuación de Crudos generó importantes crecimientos en capacidad de transporte en varios sistemas, entre los cuales se destacan el Oleoducto Castilla – Apiay, de 80 a 140 mil barriles por día; el sistema Vasconia – Barrancabermeja, de 140 a 160 mil barriles por día; Orensa de 460 a 530 mil barriles por día; y Apiay – Monterrey, de 160 a 210 mil barriles por día. Adicionalmente, se incrementó la capacidad de almacenamiento en Vasconia en 240 mil barriles.

Se amplió la capacidad de los descargaderos de Ayacucho de 8 a 10 mil barriles, y de Banadía de 3 a 10 mil barriles, y se adelantó la construcción de nuevos descargaderos en las mismas plantas con posibilidad de incrementos posteriores de capacidad.

En el segmento de Biocombustibles, Ecodisel comercializó en el segundo semestre de 2010 aproximadamente 38 mil toneladas de biodiesel, de las cuales alrededor de 30 mil toneladas

fueron enviadas a la Refinería de Barrancabermeja para su proceso de mezcla al 2% con diesel regular.

Bioenergy, nuestra subsidiaria creada para producir etanol a partir de la caña de azúcar, obtuvo la categoría de zona franca y terminó el año con más de 1.000 hectáreas de caña sembradas.

Vamos ahora a la lámina No. 9.

Lámina 9

En 2010 nuestros volúmenes vendidos se incrementaron 11% frente al año 2009. Las ventas locales representaron en 50.5% y las de exportación el 49.5% de las ventas totales.

Gracias a los crecientes niveles de producción de crudo, las exportaciones crecieron 18%, mientras que las ventas locales crecieron en 4%, impulsadas por el mayor consumo de gas en los primeros meses del año 2010 para la generación de electricidad, de diesel para transporte y de jet para atender el incremento de vuelos ocasionado por el cierre de carreteras durante el invierno.

El principal destino de las exportaciones fue la Costa del Golfo de los Estados Unidos, que participó con el 60% de las exportaciones de crudo y con el 36% de las exportaciones de productos en volumen. Otros destinos significativos para la exportación de crudos fueron el Lejano Oriente, con una participación del 17%, y Centroamérica con 6%. Para los productos, el Caribe representó el 23% y el Lejano Oriente el 20%.

Ahora le cedo la palabra al Sr. Javier Gutiérrez.

Lámina 10

En la lámina 10 presentamos los principales hitos de la gestión social empresarial y la consolidación organizacional interna para el año 2010:

En relación con la gestión de HSE, el número de barriles derramados por causa operacional se redujo, pasando de 7.533 barriles en 2009 a 5.108 barriles en 2010. El índice de frecuencia de accidentalidad ocupacional se ubicó en 1.56 accidentes por millón de horas hombre trabajadas, 26% superior al índice registrado en 2009. Frente a este resultado, la compañía ha implementado diferentes iniciativas para reforzar el modelo cultural de “Compromiso con la Vida”, desarrollar las competencias críticas en HSE y validar el estado del sistema de gerenciamiento de seguridad de procesos.

Como parte de los esfuerzos de optimización de la cadena de suministro se lograron en 2010 ahorros por \$1 billón de pesos, un 69% más que en 2009 cuando se alcanzaron \$607 millardos.

La inversión social en 2010 fue de \$159 millardos, 17% más que en 2009, concentrada en zonas aledañas a la operación o a la ejecución de nuevos proyectos y en la reconversión laboral.

Finalmente, en 2010 se finalizó el diseño global del proyecto de Servicios Compartidos para Ecopetrol e inició la implementación de los servicios de selección, administración del desempeño,

alimentación, mantenimiento de instalaciones y transporte local, 5 de los 55 servicios que conforman su portafolio y que estarán implementados en su totalidad para Julio de 2011.

Ahora le cedo la palabra a Adriana Echeverri quien comentará los resultados financieros.

Lámina 11

Vamos a la lámina 12.

Lámina 12

Como lo mencionó el Dr. Gutiérrez, los resultados del año 2010 fueron positivos.

Los mayores precios del petróleo y el incremento en el volumen disponible para exportar generaron en el año 2010 un aumento de las ventas totales de 32%, con un crecimiento de las exportaciones de 78%.

Los costos y gastos totales en el acumulado de 2010 crecieron 20%, debido principalmente al incremento de 27% en los costos variables, que reflejaron las mayores importaciones de nafta para el transporte de crudos pesados, el incremento en los servicios de transporte de hidrocarburos, y el aumento de los gastos de amortización y agotamiento de las nuevas inversiones petrolíferas en el segmento del Upstream.

Por su parte, los costos fijos presentaron un incremento de 10% por mayores depreciaciones, servicios contratados, mantenimiento y costos laborales, asociados todos a mayores niveles de producción.

Los gastos operacionales se incrementaron 2.5% en el acumulado del año, debido a mayores gastos de proyectos no capitalizables y al pago de compensaciones a los clientes por menores despachos de gas natural debido a factores operativos y climáticos a principios de 2010. Este incremento fue parcialmente compensado por la reducción de los gastos de exploración y proyectos por un menor reconocimiento de pozos secos.

Todos estos factores llevaron a una utilidad operativa en 2010 de \$13.2 billones de pesos, 63% mayor que en 2009, con un margen operacional de 36%.

En el resultado no operativo se presentó una pérdida anual de COL\$1.8 billones frente a COL\$881 millardos del año 2009, principalmente por los resultados en sociedades, que generaron una pérdida acumulada de COL\$641 millardos.

Finalmente, los mayores ingresos operacionales por el incremento en volúmenes producidos y vendidos, así como los mejores precios, contribuyeron a generar en 2010 una utilidad neta de \$8.3 billones, y un Ebitda de \$16.4 billones, 57% mayor que en 2009.

Para hacer un análisis más detallado de estos resultados abiertos por segmento pasemos por favor a la lámina 13.

Lámina 13

El primer segmento, el de Exploración y Producción, arrojó una utilidad neta en 2010 de \$8.4 billones de pesos, manteniendo el crecimiento en los volúmenes de producción y generando un EBITDA de \$15 billones.

El segundo segmento, el de Refinación y Petroquímica, tuvo por el contrario una pérdida neta de \$783 millardos en el año. Este resultado se origina en el alto costo del crudo para cargar las refinerías y en las pérdidas no operacionales relacionadas con provisiones, el impuesto al patrimonio y los resultados de Reficar, que tuvo una pérdida en 2010 de \$305 millardos.

Pasando al segmento de Transporte de hidrocarburos, éste generó una utilidad neta en 2010 de \$542 millardos, explicada en los mayores volúmenes de crudo provistos por el segmento de producción, así como por el inicio del transporte de biodiesel y otros combustibles.

Finalmente, el segmento de Suministro y Mercadeo arrojó una utilidad neta en el año de \$224 millardos, fundamentada en los mayores volúmenes exportados y los mejores precios en las compras de crudo durante el último trimestre.

Es importante mencionar que continúa la dinámica al interior de los segmentos para la identificación y generación de iniciativas de control de costos, que a corto plazo tienen impacto positivo en la utilidad de la compañía como un todo.

Veamos ahora el flujo de caja y el balance de la compañía al cierre de 2010 en la lámina 14.

Lamina 14

La compañía continuó demostrando que cuenta con amplia capacidad de generación de caja. Iniciamos el año 2010 con \$4.8 billones de pesos en caja, generamos \$35.9 billones de pesos en el período, vía endeudamiento obtuvimos \$1.0 billón y de otras fuentes \$1.4 billones. Con estos recursos atendimos la operación, que consumió \$24.8 billones de pesos, las inversiones orgánicas por \$7.6 billones de pesos, el pago de dividendos por \$3.7 billones de pesos y la adquisición de los activos de BP en Colombia por \$1.2 billones de pesos. Al finalizar el año teníamos un saldo en caja de \$5.6 billones de pesos.

Por su parte, el balance general continúa con un bajo nivel de endeudamiento. Cerramos el año con activos por \$66.1 billones de pesos y pasivos por \$23.6 billones de pesos. Dentro de los pasivos tenemos los bonos de deuda local por \$1.0 billón de pesos emitidos en diciembre de 2010, y una mayor provisión para el impuesto de renta por el incremento en las utilidades del año 2010.

Lámina 15

En la lámina 15 presentamos los principales resultados de nuestras filiales en el año 2010.

Las ventas totales del Grupo fueron de \$42 billones de pesos. Los mayores aportes de las subordinadas a las ventas vinieron en su orden de Reficar, Hocol, Propilco y Ocesa.

La utilidad neta del Grupo fue de \$8.2 billones, y las compañías que más contribuyeron a este resultado fueron Ocesa, Hocol y Propilco.

El EBITDA del grupo fue de \$16.7 billones de pesos, con un margen EBITDA del 40%, mayor que el año anterior gracias a los positivos resultados operacionales del grupo.

Con esto, le cedo nuevamente la palabra al Dr. Gutiérrez.

Lámina 16:

Vamos ahora a revisar nuestro plan de inversiones para el año 2011.

Lámina 17:

El plan de inversiones para 2011 contempla la ejecución de hasta US\$8.5 billones, correspondientes a proyectos aprobados por US\$6.7 billones, más US\$1.8 billones de proyectos contingentes que actualmente se encuentran en fases de maduración.

El 95% de las inversiones se concentra en Colombia, mientras que el 5% restante está destinado a proyectos de exploración y producción en la Costa del Golfo de Estados Unidos, Brasil y Perú.

El 45% de las inversiones están dedicadas al segmento de Producción, para incrementar la producción de Ecopetrol en 20% en el año 2011. Las mayores contribuciones vendrán de los campos de crudos pesados en los Llanos Orientales y de los campos del Valle Medio del Magdalena.

El 15% de las inversiones está destinado al segmento de Exploración, lo que incluye la perforación de 37 pozos: 26 exploratorios, 5 delimitadores y 6 estratigráficos.

Otro 15% de las inversiones está reservado para el desarrollo del proyecto de Modernización de la refinería de Barrancabermeja y a la contribución de capital para Reficar.

Para el desarrollo de la infraestructura de transporte se tiene previsto emplear el 20% del monto de las inversiones, con lo cual se espera ampliar la capacidad de evacuación de crudos en 450 KBD y duplicar la capacidad para el transporte de nafta diluyente de 45 a 90 KBD.

El restante 5% es para el desarrollo de otras iniciativas empresariales en el segmento de biocombustibles y para la consolidación interna.

Vamos ahora a la lámina 18 para presentar los principales hitos de la gestión de Ecopetrol en 2011.

Lámina 18

En nuestra actividad exploratoria planeamos perforar 37 pozos, 30 en Colombia y 7 en el exterior.

Estimamos que la producción promedio del grupo empresarial en el año 2011 estará alrededor de 750 mil barriles por día, soportados en el crecimiento de los campos de Castilla, Rubiales

Chichimene, Casabe y La Cira, y en la puesta en marcha de las plantas de gas de LTO-II en Cusiana con 70 millones de pies cúbicos por día, Cupiagua con 140 millones y Gibraltar con 36 millones de pies cúbicos por día.

Continuaremos con la ejecución del Programa de Evacuación de crudos, y conjuntamente con nuestros socios, culminaremos la fase I del oleoducto Bicentenario con 120 mil barriles por día, e incrementaremos la capacidad del Oleoducto de los Llanos entre Rubiales y Porvenir en 200 mil barriles por día, entre otros proyectos relevantes.

Seguiremos desarrollando las iniciativas de modernización de la Refinería de Barrancabermeja que le permitirán el mejoramiento de la calidad de los combustibles, el incremento del factor de conversión y la carga de crudos más pesados.

Buscaremos también una mayor participación en mercados que ofrezcan mejores oportunidades de realización de nuestros crudos y productos.

Continuaremos desarrollando la estrategia social y ambiental para fortalecer nuestro modelo de gestión integral.

Las empresas del Grupo invertirán US\$4.2 billones en 2011, de los cuales Ecopetrol aportará o prestará hasta US\$1.5 billones. Los recursos restantes serán aportados por la generación de caja de las empresas, las operaciones de financiamiento y los aportes de socios.

Finalmente, con respecto a una segunda ronda de emisión y colocación de acciones, la compañía completará la segunda ronda según lo establecido en la Ley 1118 de 2006, ley que enmarca el proceso de capitalización de Ecopetrol. La fecha definitiva y el monto de la oferta están siendo definidos.

Ahora abro la sesión para las preguntas de nuestros participantes.