

**TEXTO LLAMADA DE CONFERENCIA**  
Resultados Financieros y Operacionales  
Segundo Trimestre y Primer Semestre de 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 segundo trimestre y el primer semestre del 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 encargado, Claudia Castellanos -Vicepresidente Ejecutiva del Downstream encargada, Camilo Marulanda-Vicepresidente de estrategia y crecimiento, Mauricio Echeverry – Vicepresidente jurídico, Diego Carvajal – Vicepresidente de Exploración- y Alejandro Giraldo – Director de Relaciones con Inversionistas.

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

**Lámina 4**

Gracias Alejandro y buenas tardes, gracias por su participación en esta llamada de conferencia

Inicialmente voy a resumir los hechos más importantes del segundo trimestre de 2010, luego nuestros vicepresidentes comentarán sobre los resultados operativos y financieros. Posteriormente comentaremos los principales aspectos de nuestro plan estratégico al 2020, para finalmente concluir con las perspectivas para el segundo semestre de este año.

## Lámina 5

Vamos ahora a los hechos relevantes del segundo trimestre de 2010.

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

El grupo empresarial logró un crecimiento de la producción del 14%, impulsado principalmente por los programas de desarrollo en las áreas de operación de crudos pesados, cuya producción creció cerca de 47% en comparación con el segundo trimestre de 2009. Particularmente, la región Central, ubicada en el departamento del Meta, alcanzó una producción récord de 208 mil barriles por día.

También ampliamos nuestro inventario de áreas para la exploración en Colombia, mediante la presentación de las mejores propuestas para la adjudicación de 9 bloques en la Ronda Colombia 2010 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, que adicionarán 2.8 millones de hectáreas en áreas onshore y offshore. Los recursos potenciales estimados en estos bloques ascienden a 800 millones de barriles.

En el Downstream, la construcción de la planta de hidrotratamiento de la refinería de Barrancabermeja presenta un avance de 98% y se espera que empiece a operar a mediados de agosto. La ciudad de Medellín comenzó a beneficiarse con la entrega de diesel de menos de 50 partes por millón de azufre, con los más altos estándares en Latinoamérica. Ecopetrol inició la entrega de este diesel antes del inicio de operación de la planta de hidrotratamiento.

En relación con los biocombustibles, nuestra filial Ecodiesel inició la producción de biodiesel a partir del 12 de junio.

En cuanto a nuestras ventas, las exportaciones representaron el 49% del volumen vendido. El 57% de nuestras exportaciones se dirigieron al mercado de los Estados Unidos, seguido por Asia con un 20%.

En transporte, la actividad del segundo trimestre estuvo orientada al crecimiento de la infraestructura de los oleoductos y poliductos, a la ampliación y rehabilitación de la capacidad de almacenamiento en las estaciones intermedias y a la modernización de los muelles marítimos y fluviales.

Nuestros resultados financieros continuaron siendo sólidos. La utilidad operativa fue de 2.7 billones de pesos, 26% superior que en el segundo trimestre de 2009, mientras que la utilidad neta llegó a 1.8 billones de pesos, con un incremento de 137% frente al segundo trimestre de 2009.

El margen ebitda fue de 40% y el retorno sobre el patrimonio de 23%, comparados con 42% y 17% respectivamente en el segundo trimestre de 2009.

Finalmente, la compañía culminó su ejercicio de revisión del plan estratégico, que llevó a la definición de una meta de producción de 1.3 millones de barriles “limpios” equivalentes por día en el 2020, acompañada de metas de rentabilidad sobre el capital invertido para cada una de las unidades de negocio.

Repasemos ahora la ejecución de nuestro plan de inversiones en el primer semestre del año.

## **Lámina 6**

En la lámina 6 presentamos el resumen de la ejecución de nuestro plan de inversiones, que asciende a \$6.9 billones de dólares para el año 2010.

La ejecución de inversiones orgánicas en el primer semestre de 2010 creció un 31% comparado con el mismo período de 2009. No realizamos adquisiciones en el segundo trimestre de este año.

Del total invertido, el 62% fue empleado en proyectos del Upstream, principalmente para el desarrollo de crudos pesados y campos maduros, y la perforación de pozos exploratorios. El 34% se destinó a proyectos del Downstream, principalmente a la planta de hidrotratamiento en Barrancabermeja, la ingeniería del proyecto de modernización de la refinería de Barrancabermeja y la ampliación de sistemas de transporte, y el 4% restante, para el desarrollo de iniciativas internas de la compañía.

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.

El grupo empresarial alcanzó una producción de 594 mil barriles de crudo equivalente en el segundo trimestre de 2010, con un crecimiento de 14.5% frente al segundo trimestre de 2009.

Como se mencionó previamente, nuestra exitosa participación en la Ronda Colombia 2010 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos nos llevará a invertir aproximadamente \$102 millones de dólares durante los próximos 3 años.

De los 9 bloques, 5 son 100% Ecopetrol, 4 de ellos ubicados en los Llanos Orientales y uno en la cuenca de Tumaco en el Océano Pacífico. Los restantes corresponden a los bloques offshore Cayos 1 y Cayos 5, en asocio con Repsol e YPF, el bloque Sinú-San Jacinto en asocio con SK Energy de Corea, y el bloque VMM 32 junto con la compañía Cementaciones Petroleras de Venezuela.

En cuanto a la adición de reservas, en el segundo trimestre de 2010 se aprobó la solicitud comercialidad del campo Quifa Suroeste, con un monto de reservas 2P para Ecopetrol estimadas de 118 millones de barriles. El plan de desarrollo prevé alcanzar una producción diaria promedio de 30.000 barriles por día para finales en 2010.

También se aprobó la solicitud de extensión del área comercial del Campo Rubiales después de evaluar el potencial del área adicional, con un monto de reservas 2P para Ecopetrol estimado de 38 millones de barriles. El plan de desarrollo prevé una producción de 170.000 barriles por día para finales de 2010.

La actividad sísmica tuvo un crecimiento significativo en el segundo trimestre, principalmente a nivel internacional, donde se ejecutaron 4.539 kilómetros equivalentes, de los cuales 94% fueron en la Costa del Golfo de EE.UU y 6% en Brasil. En Colombia, la actividad de sísmica se desarrolló principalmente en bloques de crudos pesados de la cuenca Llanos y en la Costa Atlántica (offshore).

En el segundo trimestre se perforaron en Colombia 5 pozos stratigráficos y un pozo exploratorio, de los cuales 4 salieron secos y 2 presentaron evidencia de hidrocarburos. A nivel internacional se continuó con la perforación del pozo Malbec en Brasil, en asocio con Repsol y Statoil.

En la Costa del Golfo de los Estados Unidos, la primera moratoria de 6 meses obligó a detener la perforación del pozo Krakatoa operado por Statoil y a postergar el inicio de los pozos Cobra y Logan, también operados por esta compañía. Aunque se prevé que las operaciones del Golfo estarán sujetas en el futuro cercano a un régimen regulatorio más estricto, estamos abiertos a adaptar nuestra estrategia a las nuevas condiciones.

Volviendo a la producción del grupo en el segundo trimestre de 2010, Ecopetrol S.A. aportó 559 mil barriles, Hocol 26 mil barriles, Savia Perú 6 mil barriles y Ecopetrol America Inc 2 mil barriles equivalentes.

Para Ecopetrol, el crecimiento en la producción frente al segundo trimestre de 2009 provino principalmente de la campaña de desarrollo de los campos de crudos pesados, entre los cuales se destacan: Castilla, con un incremento en la producción de 31%; los del área de Chichimene, con un 24%, y Rubiales con un 107%.

También los campos maduros tuvieron incrementos significativos, particularmente el campo Casabe que creció 36%, y el campo La Cira-Infantas que creció 25%.

A partir del 1 de julio, Ecopetrol asumió la operación directa de los campos Cupiagua y Cupiagua Sur, después de concluir el Contrato de Asociación Santiago de las Atalayas, en el cual Ecopetrol tenía una participación del 50%. Los campos tienen hoy una producción cercana a los 26 mil barriles por día.

Ahora le cedo la palabra a Claudia Castellanos, quien comentará sobre los resultados del Downstream.

## **Lámina 8**

Buenas tardes a todos.

Vamos a lámina 8 para presentar los resultados del Downstream durante el segundo trimestre de 2010.

Como se mencionó antes, la planta de hidrotratamiento de la refinería de Barrancabermeja presentó un avance de 98%. Gracias a esta planta, Ecopetrol empezará a producir en su refinería diesel y gasolina de bajo contenido de azufre cumpliendo con la normatividad de calidad de combustibles.

Por su parte, el proyecto de modernización de la refinería de Barrancabermeja continuó con el desarrollo de la ingeniería básica extendida y la radicación del Plan de Manejo Ambiental en el Ministerio del Medio Ambiente. El Proyecto de Crecimiento de la Infraestructura Petroquímica de Ecopetrol, que está en fase de ingeniería conceptual, alcanzó un avance del 68%.

El volumen total de crudo y productos transportados aumentó 38% en el segundo trimestre de 2010 comparado con el mismo período de 2009, alcanzando 1 millón 43 mil barriles por día, de los cuales 75% correspondieron a crudo y 25% a productos refinados.

Debido a los notables aumentos en la producción, no sólo de Ecopetrol sino de terceros, varios sistemas de transporte de crudo están siendo utilizados a su máxima capacidad, evidenciando la necesidad de hacer expansiones en varios oleoductos en el corto plazo. Por ello, entre 2010 y 2011 Ecopetrol y sus socios están invirtiendo U\$960 millones de dólares en desarrollo de varios proyectos.

Para este año, se destacan la ampliación a 240 mil barriles por día en el oleoducto Caño Limón-Coveñas-Ayacucho; un incremento a 560 mil barriles por día en Orensa; y la construcción del poliducto Andino entre Sebastopol y Apiay con una capacidad de 53 mil barriles por día.

Para 2011, está prevista una ampliación a 220 mil barriles en el Oleoducto de Colombia; 60 mil barriles por día adicionales en el tramo Vasconia-Barrancabermeja; y un incremento de 200 mil barriles por día en el Oleoducto de los Llanos.

Otros proyectos incluyen el aumento de capacidad del descargadero de carrotanques en Ayacucho, con 15 mil barriles adicionales, y un cargadero en Banadía para 40 mil barriles por día, ambos para ser ejecutados este año.

Se prevé también la ampliación de capacidad de almacenamiento en Vasconia, Altos de Porvenir y Ayacucho, por un total de 510 mil barriles para finales del año 2010, y la instalación de nuevas boyas en el puerto de Coveñas.

Como parte de estas iniciativas en curso, en el segundo trimestre de 2010 se logró un aumento de 120 mil barriles de capacidad de almacenamiento de crudos en Vasconia, un avance del 25% en la construcción de un tanque de 170 mil barriles en la estación Altos del Porvenir, y avances de 34% y 67% respectivamente en la construcción del poliducto Andino y la ampliación del poliducto Pozos Colorados-Galán.

Adicionalmente, la empresa se encuentra desarrollando los estudios ambientales y la ingeniería conceptual de varios proyectos que estarían en operación a partir del año 2012, y que requieren acuerdos comerciales con terceras partes para ser aprobados. Entre ellos están las ampliaciones de los sistemas Castilla-Chichimene-Apiay hasta una capacidad de 390 mil barriles por día; de Apiay-Porvenir hasta 450 mil barriles por día; del Poliducto de Oriente a 120 mil barriles por día; del oleoducto Orito-Tumaco a 85 mil barriles por día; un incremento de 3 millones 600 mil barriles

en la capacidad de almacenamiento de Coveñas; y el Oleoducto Bicentenario, entre Casanare y Coveñas, con una capacidad estimada preliminarmente en 450 mil barriles por día.

En cuanto a nuestra gestión comercial, en el segundo trimestre de 2010 los volúmenes vendidos crecieron 16.8% comparados con el segundo trimestre de 2009, con un incremento significativo de la demanda local de gas natural y de diesel para atender el consumo de los generadores térmicos durante el fenómeno de El Niño. Las exportaciones crecieron 21%, gracias a la mayor disponibilidad de crudo. Estos incrementos en volumen, así como el mayor nivel de los precios de referencia internacionales, compensaron el aumento de los diferenciales de crudo castilla, de gasolina y de diesel.

En cuanto a nuestros costos, el costo de caja de la refinería de Barrancabermeja en el primer semestre de 2010 fue de \$5,49 dólares/barril, frente a \$5,33 en el mismo período de 2009. El incremento se debió principalmente a la revaluación del peso y a una menor carga, que fueron parcialmente compensados con menores costos operativos.

El margen bruto de refinación de Barrancabermeja en el primer semestre de 2010 fue de \$3.85 dólares por barril, frente a \$3.40 dólares por barril en el mismo período de 2009, gracias a una mejor realización de los productos vendidos.

El costo por Barril/Kilometro Transportado para el primer semestre de 2010 fue de 7,9 pesos frente 8,1 pesos para el mismo período del año anterior. La reducción fue resultado de los mayores volúmenes transportados, que compensaron los mayores costos de operación y la mayor depreciación de los activos nuevos que entraron en operación.

Ahora le cedo la palabra al Sr. Javier Gutierrez.

## **Lámina 9**

En la lámina 9 presentamos los principales hitos de la gestión social empresarial y la consolidación organizacional interna en el segundo trimestre de 2010:

Ecopetrol fue elegida como la empresa más atractiva para trabajar, según el ranking elaborado por la firma española Monitor Empresarial de Reputación Corporativa (Merco), gracias a las posibilidades de progreso profesional y a los valores éticos de la empresa, entre otros factores.

En línea con el objetivo de desarrollar talento humano de clase mundial, la compañía ha venido fortaleciendo el desarrollo de las competencias claves, logrando que en el segundo trimestre de 2010, 1.373 funcionarios contaran con sus competencias en nivel comprobado.

En relación con la cadena de abastecimiento, como parte de los esfuerzos de optimización de la cadena de suministro, se lograron en el segundo trimestre de 2010 ahorros por \$ 341 millones de pesos.

Así mismo, Ecopetrol se convirtió en la primera compañía en Sudamérica en alcanzar la certificación organizacional CIPS (The Chartered Institute of Purchasing & Supply), que le permite compararse contra los estándares mundiales de la cadena de abastecimiento.

En nuestra gestión de HSE, el número de incidentes ambientales por causa operacional se redujo significativamente, al pasar de 24 incidentes en el segundo trimestre de 2009, a 9 en el segundo trimestre de 2010.

Sin embargo, durante el segundo trimestre de 2010, la frecuencia de accidentalidad (número de accidentes / millón de horas-hombre) se ubicó en 1,45, por encima del índice de 0,74 registrado en el mismo trimestre de 2009. Frente a este resultado, la compañía está implementando campañas adicionales para la prevención de accidentes e incrementando la gestión de las fallas de control identificadas.

Internacionalmente, Ecopetrol fue nominada al premio MAKE (Most Admired Knowledge Enterprises) a nivel global 2010, el cual hace un reconocimiento a las empresas líderes en gestión del conocimiento.

En lo que tiene que ver con las relaciones con los grupos de interés, la inversión social llegó a una ejecución de 11.224 millones de pesos en el segundo trimestre de 2010.

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

## **Lámina 10**

Buenas tardes a todos, vamos a la lámina 11.

## **Lámina 11**

Como lo mencionó el Dr. Gutierrez, los resultados del trimestre fueron positivos, con incrementos de 26% en la utilidad operacional y de 137% en la utilidad neta frente al segundo trimestre de 2009.



Los mayores precios del petróleo y el incremento en el volumen disponible para exportar generaron un aumento de 37% en las ventas totales cuando se comparan con el segundo trimestre del año 2009. Frente al primer trimestre de 2010, los ingresos aumentaron un 4.5%.

Es importante mencionar que debido al status de zona franca otorgado a Reficar desde principios de este año, las ventas de crudo y gas a esa refinería, que ascienden aproximadamente a 82 mil barriles, se contabilizan como exportaciones.

Los costos totales aumentaron 47%, cuando se comparan con el segundo trimestre de 2009, debido al efecto de mayores costos fijos y variables.

Los costos variables subieron, debido principalmente a las mayores compras de hidrocarburos a la ANH, que se incrementaron 28,5% por efecto de mayor volumen y mayor precio, y a mayores volúmenes importados, principalmente de diesel de bajo azufre y nafta para mezclar como diluyente de crudo. La variación de inventarios tuvo un efecto negativo sobre el costo 144 millones de pesos, debido a la reducción en volumen de los inventarios a finales de junio en aproximadamente 1.5 millones de barriles con respecto a los inventarios finales de marzo.

Los costos fijos fueron impactados por los mayores costos de amortización y agotamiento originados por las nuevas capitalizaciones y la mayor producción.

Frente al primer trimestre de 2010 los costos totales se incrementaron 16%, debido principalmente a una mayor ejecución de los servicios contratados, tanto para la operación directa como la asociada, así como de las actividades de mantenimiento y reacondicionamiento de pozos, rubros que usualmente presentan una ejecución menor en el primer trimestre de cada año.

Los gastos operacionales tuvieron un leve incremento frente al segundo trimestre de 2009. Entre ellos, los gastos de comercialización aumentaron 65% debido al reconocimiento de compensaciones a los clientes por la reducción de las entregas de gas natural. Como se mencionó en el trimestre anterior, esta situación se debió a factores operativos y climáticos asociados con el Fenómeno del Niño. Este incremento fue mitigado por la disminución de 40% en los gastos de exploración y proyectos.

Todos estos factores llevaron a una utilidad operativa a \$2.7 billones de pesos, equivalente a un margen operacional de 29,5%.

En el resultado no operativo se presentó una pérdida de \$286 millones de pesos en el segundo trimestre de 2010, comparada con una pérdida no operacional de \$1.03 billones de pesos en el segundo trimestre de 2009. En general, el impacto de la revaluación del peso en nuestros

resultados es ahora menor, debido a que la deuda denominada en dólares compensa parcialmente la posición que tenemos en activos denominados en moneda extranjera. Al cierre de junio, la posición neta en moneda extranjera era de US\$187 millones de dólares.

La utilidad neta en el segundo trimestre de 2010 ascendió a \$1.8 billones de pesos, 137% mayor que en el segundo trimestre de 2009, equivalente a un margen neto del 20%.

El Ebitda al cierre del segundo trimestre de 2010 fue de \$3.6 billones, 29,5% superior al mismo periodo de 2009. El Ebitda se vio favorecido principalmente por los mayores ingresos operacionales, derivados del incremento en volúmenes y precios internacionales.

Con relación al primer trimestre de 2010, el Ebitda presentó una reducción de 11% principalmente por efecto del incremento en los costos operativos ya mencionado.

En la lámina 12 se presenta el reporte por segmentos de Ecopetrol.

## **Lámina 12**

Como se esperaba, el segmento de Exploración y Producción aportó a la utilidad neta del grupo en el segundo trimestre de 2010 \$1.9 billones de pesos, principalmente debido al incremento en la producción de crudos destinados a la exportación. El EBITDA del segundo trimestre fue de \$3.5 billones, para un margen Ebitda de 64%.

Por su parte, el segmento de Refinación y Petroquímica tuvo una pérdida neta durante el segundo trimestre de 2010 de \$187 millardos, debido principalmente al impacto de las importaciones de diesel de bajo contenido de azufre para cumplir con las normas ambientales. Se espera un efecto positivo en los resultados de este segmento a partir del tercer trimestre con la entrada en operación de la planta de Hidrotratamiento.

El segmento de Transporte de hidrocarburos generó una utilidad neta en el segundo trimestre de 2010 de \$106 millardos, principalmente debido a los mayores volúmenes de crudo y productos transportados. Los resultados se vieron afectados por mayores costos de mantenimiento y proyectos, así como por mayores pagos de transporte por el incremento de los volúmenes movidos por oleoductos de terceros. El EBITDA fue de \$190 millardos y el margen Ebitda fue de 26%.

Finalmente, el segmento de Suministro y Mercadeo arrojó una utilidad operativa de \$67 billones, gracias al destacado desempeño de la actividad comercial, con mejores márgenes de compra-venta de hidrocarburos.

Sin embargo, el segmento arrojó una pérdida neta en el segundo trimestre de COP\$59 millardos debido a un ajuste para corregir un registro hecho en 2009, cuando se contabilizaron erróneamente para Ecopetrol COL\$67 millardos que correspondían a la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Debido a esto, el segmento tuvo una pérdida neta en el primer semestre de COP\$15.2 millardos.

Como resultado de la implantación del nuevo modelo de segmentos se han identificado aspectos clave para cada una de las unidades de negocio, de los cuales se han derivado planes de acción que beneficiarán a la compañía en su totalidad.

Miremos ahora el flujo de caja y el balance de la compañía al cierre del segundo trimestre en la lámina 13.

### **Lamina 13**

Como se esperaba, la compañía continuó demostrando su capacidad de generación de caja.

Iniciamos el segundo trimestre con \$6.8 billones de pesos en caja, y generamos con la actividad del período \$9.5 billones de pesos. Con estos recursos atendimos la operación, que consumió \$ 5.5 billones de pesos, las inversiones por \$1.6 billones de pesos y el pago de dividendos por \$1.3 billones de pesos. Al finalizar el trimestre teníamos un saldo en caja de \$8 billones de pesos, por lo cual no hubo necesidad de endeudamiento.

Por su parte, el balance general continúa siendo bastante sólido, con un bajo nivel de pasivos.

Cerramos el segundo trimestre con activos por \$59 billones de pesos y pasivos por \$24.5 billones de pesos. Dentro de los pasivos tenemos las dos cuotas por \$ 2.4 billones de pesos pendientes de pago de los dividendos decretados, y la deuda financiera de largo plazo por \$5,1 billones de pesos.

Con este nivel de deuda financiera, el indicador de deuda/ebitda es de 0.38 veces, lo cual se encuentra bastante por debajo del nivel de referencia de 2 veces deuda/ebitda.

Ahora le cedo nuevamente la palabra al Dr. Gutiérrez.

### **Lámina 14**

En la lámina 14 presentamos los principales resultados de nuestras filiales en el segundo trimestre de 2010.

Las ventas totales del Grupo en el segundo trimestre fueron de \$10.2 billones de pesos. Los mayores aportes de las subordinadas a las ventas vinieron, en su orden, de la Refinería de Cartagena, Hocol, Propilco y Ocesa.

Por su parte, la utilidad ascendió a \$1.7 billones de pesos. Las compañías que más contribuyeron a la utilidad fueron Hocol, Ocesa y Propilco, mientras que Ecopetrol America Inc., Ecopetrol de Brasil y Ecopetrol del Perú, todas filiales en fase de exploración, tuvieron pérdidas netas durante el trimestre.

El EBITDA del grupo fue de \$3.6 billones, equivalente a un margen de EBITDA del 35%, inferior al del mismo periodo del año anterior, principalmente por el reconocimiento de pozos secos y el incremento en la adquisición de sísmica en el Grupo.

En este trimestre las filiales aportaron casi 35 mil barriles a la producción del grupo empresarial: Hocol 26 mil barriles, Savia 6 mil barriles y Ecopetrol America Inc 2mil barriles de petróleo equivalente por día.

A la vez, estas empresas avanzaron en la consolidación de su portafolio exploratorio: en el mes de junio, Hocol presentó las mejores ofertas por 5 bloques en la Ronda Colombia 2010 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, equivalentes a 6.000 km<sup>2</sup> de terreno, los cuales se encuentran pendiente de firmar con la ANH; y Perupetro S.A, la agencia de hidrocarburos peruana, recibió autorización para firmar con Savia Perú S.A., en la cual Ecopetrol tiene un 50% de participación, los contratos de licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en los Bloques Z51 y Z52.

Entre las filiales del Downstream, vale la pena destacar que Reficar S.A. firmó el 15 de junio el contrato EPC del proyecto de ampliación y modernización con la firma CB&I, con una fecha de terminación mecánica para el último trimestre de 2012.

Por su parte Propilco finalizó la ampliación de su capacidad de producción de polipropileno a 500.000 toneladas por año, y está desarrollando estrategias comerciales para incrementar la demanda y aumentar las exportaciones.

Así mismo, las filiales de transporte avanzan en el desarrollo de los proyectos de expansión antes mencionados en Ocesa, el Oleoducto de los Llanos y el Oleoducto Colombia.

En nuestro negocio de biocombustibles, Ecodiesel comenzó a producir biodiesel en especificaciones de calidad desde el 12 de junio. Bioenergy suscribió el contrato EPC para la planta de etanol y continúa extendiendo su área cultivada de caña de azúcar.

### **Lámina 15:**

Miremos ahora en la lámina 16 un resumen de los principales aspectos del Plan Estratégico de Ecopetrol para el período 2011-2020, que busca llevar a la empresa al grupo de las 30 petroleras más grandes del mundo en 2020.

Le cedo ahora la palabra a Camilo Marulanda.

### **Lámina 16**

En el ejercicio que realizamos se revisó la estrategia del Grupo teniendo en cuenta los nuevos retos empresariales, a partir de los cuales se definieron tres lineamientos estratégicos: crecimiento rentable, consolidación organizacional, y responsabilidad corporativa.

El gran reto al 2020 como Grupo Empresarial es producir 1,3 millones de barriles equivalentes de crudo limpios, sin accidentes, sin incidentes ambientales y en armonía con los grupos de interés, con una rentabilidad del 17%. Para el 2015 mantenemos la meta de producir un millón de barriles equivalentes de crudo por día.

Para desarrollar la estrategia, el Grupo deberá invertir aproximadamente US\$ 80 billones de dólares entre 2011-2020.

Revisemos ahora en la lámina 17 las principales metas por línea de negocio.

### **Lámina 17**

Para el negocio del Upstream, se espera una producción promedio de 750 mil barriles por día en el año 2011, que para finales del año podría llegar a 871 mil barriles equivalentes por día. Como ya se mencionó, se reitera para el año 2015 la meta de un millón de barriles y para el año 2020 una producción de un millón trescientos mil barriles de petróleo equivalente por día. La rentabilidad esperada es del 20%.

Estimamos que la incorporación bruta de reservas entre 2008 y 2020 podría ser de 6.000 millones de barriles de petróleo equivalente.

En el negocio de Refinación esperamos estar entre los líderes en Latinoamérica, con una meta de rentabilidad del 11%, enfocado en el desarrollo de los proyectos de modernización de las refinerías.

Así mismo, las actividades de transporte y logística seguirán apalancando el desarrollo de la cadena de valor del Grupo asegurando la evacuación de crudo y productos, especialmente crudos pesados, con una rentabilidad entre el 10% y 12%. Se destaca la construcción del Oleoducto Bicentenario que iniciará este año.

Esperamos producir 2.7 millones de toneladas año de petroquímicos en el 2020, con una rentabilidad entre el 13% y el 15%, sujetas a las definiciones que se tomarán de acuerdo con los análisis en curso sobre el proyecto petroquímico de Ecopetrol. Para este mismo año estimamos tener una producción de 450 mil toneladas año de biocombustibles, proveniente principalmente de la producción de biodiesel en Ecodiesel y de etanol en Bioenergy.

Finalmente, para el gas natural, el reto es fortalecer el mercado nacional y desarrollar el negocio en la región, con una meta de ventas al 2015 de 1.000 Giga BTU's por día.

Veamos ahora en la lámina 18 la curva de producción esperada del Plan al año 2020.

### **Lámina 18**

Como se mencionó anteriormente la gran meta del plan es producir 1.3 millones de barriles equivalentes por día para el año 2020. Para el año 2015 se mantiene la meta de producir 1 millón de barriles equivalentes por día.

Para el año 2010, el Grupo espera alcanzar una producción promedio de 615 mil barriles de petróleo equivalente por día, y para el 2011 de 750 mil barriles de petróleo equivalente por día.

Teniendo en cuenta la meta del año 2020, la tasa de crecimiento implícita de la producción entre 2008 y 2020 es de 9.5%.

La base de la producción del Grupo seguirá siendo el portafolio de campos actuales.

Para el período 2008-2020 la incorporación bruta de reservas se estima en 6.000 millones de barriles de petróleo equivalente, que provendrían en un 55% de la adición de nuevas reservas vía exploración, en un 36% de las revaluaciones y en un 9% de la compra de reservas.

Vamos a revisar ahora en la lámina 19 las fuentes y usos de los recursos del Plan.

## Lámina 19

La inversión del Grupo en el período 2011 a 2020 se distribuye así:

Para Exploración y Producción se destinarán US\$ 64 billones de dólares, que representan el 80% de la inversión total, de los cuales US\$ 44 billones de dólares serán para Producción y US\$ 20 billones de dólares para Exploración.

Para el Downstream, las inversiones serán alrededor de US\$ 16 billones de dólares, distribuidos entre refinación con US\$ 5,5 billones de dólares, petroquímica con US\$ 5,5 billones de dólares y transporte con US\$ 5 billones de dólares.

Finalmente, para Consolidación Organizacional, se destinarán US\$ 250 millones de dólares.

El plan de inversiones no contempla recursos para adquisiciones, que se analizarán caso por caso.

Gracias a la fortaleza y flexibilidad de su balance, y a su sólida generación interna de recursos, la compañía tiene diversas opciones para fondear su plan de inversiones.

En primera instancia, se estima que la generación de caja de la compañía entre 2011 y 2020 aportaría entre US\$ 50 y 54 billones de dólares. A este monto se sumaría la emisión del 9,9% pendiente de la Capitalización (rondas 2 y 3), que a precios de hoy aportarían aproximadamente US\$6 billones de dólares.

Los recursos restantes, entre US\$20 y 23 billones de dólares, se obtendrían vía endeudamiento. Las operaciones de endeudamiento podrían realizarse en Colombia o en el exterior, dependiendo de las condiciones particulares de los mercados, y de acuerdo con las necesidades que señale el plan de inversiones año a año.

Vamos ahora a la lámina 20, que muestra el perfil de la inversión entre 2011 y 2020.

## Lámina 20

Del total de US\$ 80 billones de dólares a invertir entre 2011 y 2020, el 55% se invertirá entre 2011 y 2015, y el 45% restante entre 2016 y 2020.

Las inversiones del Upstream están distribuidas de manera uniforme durante todo el período de ejecución del plan, mientras que las inversiones en refinación y transporte están concentradas en el período 2011-2015. El plan petroquímico tendrá su mayor desarrollo en el período 2016-2020.

Miremos ahora las principales inversiones por línea de negocio en la lámina 21.

### **Lámina 21**

La lámina 21 resume los principales proyectos por líneas de negocio del plan de inversiones, las fechas estimadas para inicio de operación y su respectiva inversión.

Le cedo la palabra nuevamente al Dr. Gutiérrez.

### **Lámina 22**

Vamos ahora a revisar las perspectivas para lo que resta del año 2010.

### **Lámina 23**

En el Upstream, estimamos que nuestra producción promedio en el año 2010 alcanzará aproximadamente los 615 mil barriles. En nuestra actividad exploratoria esperamos culminar la perforación de 20 pozos y cumplir con la meta de adquirir aproximadamente 14700 kilómetros de sísmica equivalente en el año.

En el Downstream estimamos que la planta de hidrotreatmento iniciará operaciones en agosto. A su vez, iniciaremos la mezcla de biodiesel en la refinería de Barrancabermeja, y completaremos la ingeniería básica extendida del Plan de modernización de Barrancabermeja y la ingeniería conceptual del plan petroquímico.

En cuanto a transporte, esperamos iniciar la construcción del oleoducto Bicentenario en los Llanos Orientales.

Con respecto a nuestro desempeño financiero, de mantenerse los precios del WTI en los niveles de hoy día, nuestro margen Ebitda se mantendría alrededor de 40% y la generación interna de caja sería suficiente para atender las necesidades de inversión orgánica.

En conclusión, somos optimistas acerca de alcanzar las metas del Grupo Empresarial y continuar avanzando en el desarrollo de nuestro plan estratégico.

Ahora abro la sesión para las preguntas de nuestros participantes.