

## PROSPECTO DE INFORMACIÓN



### Prospecto de Información Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna y Papeles Comerciales

#### ECOPETROL S.A.

#### Información General del Emisor

Emisor.....	ECOPETROL S.A.
NIT.....	899.999.068-1
Domicilio Principal.....	Cr. 13 No. 36 – 24 Bogotá D.C., Colombia.
Actividad Principal.....	Actividades comerciales o industriales correspondientes o relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos

#### Información General de los Títulos y de la Oferta del Programa de Emisión y Colocación de Bonos de Deuda Pública Interna y Papeles Comerciales

<b>BONOS DE DEUDA PÚBLICA INTERNA</b>		<b>PAPELES COMERCIALES</b>	
<b>CLASE DE VALOR:</b>	Bonos de Deuda Pública Interna	<b>CLASE DE VALOR:</b>	Papeles Comerciales
<b>LEY DE CIRCULACIÓN:</b>	A la orden	<b>LEY DE CIRCULACIÓN:</b>	A la orden
<b>VALOR NOMINAL:</b>	Es de cincuenta millones de Pesos (\$50.000.000)	<b>VALOR NOMINAL:</b>	Es de diez millones de Pesos (\$10.000.000)
<b>PRECIO DE SUSCRIPCIÓN:</b>	Ver numeral 3.18.2. Capítulo 3 del presente Prospecto.	<b>PRECIO DE SUSCRIPCIÓN:</b>	Ver numeral 3.19.2 Capítulo 3 del presente Prospecto.
<b>NUMERO DE SERIES:</b>	Cuatro (4) series: A, B, C, D.	<b>NUMERO DE SERIES:</b>	Cuatro (4) series: A, B, C y D
<b>PLAZO DE VENCIMIENTO/REDENCIÓN:</b>	Todas las series cuentan con plazos de redención entre 3 y 30 años, contados a partir de la Fecha de Emisión.	<b>PLAZO DE VENCIMIENTO/REDENCIÓN:</b>	Todas las series cuentan con plazos superiores a 30 días e inferiores a 1 año contados a partir de la Fecha de Suscripción.
<b>VALOR MÍNIMO DE INVERSIÓN:</b>	Es de cincuenta millones de Pesos (\$50.000.000). No podrán realizarse operaciones en mercado primario ni en mercado secundario, por debajo de este límite.	<b>VALOR MÍNIMO DE INVERSIÓN:</b>	Es de diez millones de Pesos (\$10.000.000). No podrán realizarse operaciones, en mercado primario ni en mercado secundario, por debajo de este límite.
<b>TASA MÁXIMA DE INTERÉS:</b>	Los Bonos ofrecerán un rendimiento según la Serie bajo la cual sean emitidos. La Tasa Máxima de Rentabilidad será establecida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Así mismo, se tendrá en cuenta los lineamientos establecidos en la Circular Reglamentaria Externa UT-48 del 31 de julio de 1998 del Banco de la República, mediante la cual se reglamentó la Resolución Externa No. 3 de 1998 de la Junta Directiva del Banco de la República, o cualquiera que la sustituya, modifique o adicione.	<b>TASA MÁXIMA DE INTERÉS:</b>	Los Papeles Comerciales ofrecerán un rendimiento según la Serie bajo la cual sean emitidos. La Tasa Máxima de Rentabilidad será establecida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Así mismo, se tendrá en cuenta los lineamientos establecidos en la Circular Reglamentaria Externa UT-48 del 31 de julio de 1998 del Banco de la República, mediante la cual se reglamentó la Resolución Externa No. 3 de 1998 de la Junta Directiva del Banco de la República, o cualquiera que la sustituya, modifique o adicione.
<b>INTERESES:</b>	Los Bonos de cada sub-serie devengarán intereses de acuerdo a la Serie bajo la cual sean emitidos, a partir de la Fecha de Emisión y a la Tasa Cupón establecida por el Emisor de acuerdo con lo dispuesto en el Aviso de Oferta Pública en el que se ofrezca cada sub-serie.	<b>INTERESES:</b>	Los Papeles Comerciales de cada sub-serie devengarán intereses de acuerdo a la Serie bajo la cual sean emitidos, a partir de la Fecha de Suscripción y a la Tasa Cupón establecida por el Emisor de acuerdo con lo dispuesto en el Aviso de Oferta Pública en el que se ofrezca cada sub-serie.
<b>DERECHOS QUE INCORPORAN LOS VALORES:</b>	Ver los numerales 3.3 y 3.16.1.1. del presente Prospecto	<b>DERECHOS QUE INCORPORAN LOS VALORES:</b>	Ver los numerales 3.3 y 3.16.2.1. del presente Prospecto

<b>CALIFICACIÓN:</b>	<i>La calificación de riesgo será otorgada para el Programa y también publicada en el respectivo Aviso de Oferta Pública. La misma será acreditada en relación con cada Emisión, de manera previa a la publicación del respectivo Aviso de Oferta Pública. Para mayor información en relación con la calificación aplicable a cada Emisión, ver Numeral 3.17.3. Capítulo 3 del presente Prospecto.</i>	<b>CALIFICACIÓN:</b>	<i>La calificación de riesgo será otorgada para el Programa y también publicada en el respectivo Aviso de Oferta Pública. La misma será acreditada en relación con cada Emisión, de manera previa a la publicación del respectivo Aviso de Oferta Pública. Para mayor información en relación con la calificación aplicable a cada Emisión, ver Numeral 3.17.3. Capítulo 3 del presente Prospecto.</i>
<b>PLAZO DE COLOCACIÓN:</b>	<i>Ver numeral 4.2 Capítulo 4 del presente Prospecto.</i>	<b>PLAZO DE COLOCACIÓN:</b>	<i>Ver numeral 4.2 Capítulo 4 del presente Prospecto.</i>
<b>REPRESENTANTE LEGAL DE LOS TENEDORES:</b>	<i>Helm Fiduciaria S.A.</i>		
<b>INFORMACIÓN GENERAL</b>			
<b>CUPO GLOBAL DEL PROGRAMA:</b>	<i>\$3.000.000.000.000</i>		
<b>DESTINATARIOS DE LA OFERTA:</b>	<i>El público inversionista en general, incluyendo los fondos de pensiones y cesantías.</i>		
<b>MODALIDAD DE INSCRIPCIÓN:</b>	<i>Inscripción normal en el Registro Nacional de Valores y Emisores (RNVE).</i>		
<b>COMISIONES Y GASTOS CONEXOS PARA LOS SUSCRIPTORES:</b>	<i>Los Inversionistas no tendrán que pagar comisiones ni otros gastos conexos para la suscripción de los Valores en el mercado primario.</i>		
<b>BOLSA DE VALORES:</b>	<i>Los Títulos estarán inscritos en la Bolsa de Valores de Colombia S.A. ("Bolsa de Valores de Colombia").</i>		
<b>MECANISMO DE COLOCACIÓN</b>	<i>Colocación al mejor esfuerzo.</i>		
<b>VIGENCIA DE LA OFERTA:</b>	<i>Ver numeral 4.2 Capítulo 4 del presente Prospecto.</i>		
<b>ADMINISTRACIÓN DE LAS EMISIONES:</b>	<i>Las presentes Emisiones serán totalmente desmaterializadas y administradas por DECEVAL S.A. En consecuencia, los adquirientes de los títulos renuncian a la posibilidad de materializar los títulos emitidos.</i>		
<b>MERCADO OBJETIVO:</b>	<i>Mercado Principal.</i>		

La información financiera contenida en este Prospecto se encuentra actualizada a 31 de Marzo de 2013. A partir de esa fecha, la información financiera y toda la información relevante se encuentra a disposición de los interesados en el Registro Nacional de Valores y Emisores y/o podrá ser consultada en la página web de la Superintendencia Financiera de Colombia ([www.superfinanciera.gov.co](http://www.superfinanciera.gov.co)).

La totalidad de las Emisiones objeto del Programa se adelantarán en forma Desmaterializada, por lo que los adquirentes renuncian a la posibilidad de materializar los Títulos.

ECOPETROL S.A. cuenta con un Código de Buen Gobierno adoptado por la Junta Directiva, según consta en el Acta No. 021 de fecha 13 de Julio de 2004, y cuya última actualización consta en el Acta No. 122 del 9 de Julio de 2010, el cual cumple con los requisitos establecidos por las normas vigentes para el efecto y se encuentra a disposición de todos los Inversionistas en la página web del Emisor ([www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)). ECOPEOTROL S.A., en su calidad de emisor de valores, y en cumplimiento de la Circular Externa No. 007 de 2011 de la Superintendencia Financiera de Colombia, publica en su página web la encuesta sobre la adopción del Código de Mejores Prácticas Corporativas de Colombia (Código País), debidamente diligenciada y remitida a la Superintendencia Financiera de Colombia.

La encuesta refleja la situación de ECOPEOTROL S.A. frente a las recomendaciones establecidas en el Código País en relación con las prácticas de gobierno corporativo.

Se considera indispensable la lectura del Prospecto de información para que los potenciales inversionistas puedan evaluar adecuadamente la conveniencia de la inversión.

La inscripción en el Registro Nacional de Valores y Emisores y la autorización de la Oferta Pública, no implica calificación ni responsabilidad alguna por parte de la Superintendencia Financiera de Colombia acerca de las personas naturales o jurídicas inscritas, ni sobre el precio, la bondad o la negociabilidad del valor o de la respectiva Emisión, ni sobre la solvencia del Emisor.

La inscripción de los Títulos en la Bolsa de Valores de Colombia S.A. no garantiza la bondad del Título ni la solvencia del Emisor.

## **1. APROBACIONES, AUTORIZACIONES, DECLARACIONES, INFORMACIONES ESPECIALES Y OTRAS ADVERTENCIAS**

### **1.1. Aprobaciones del Emisor**

La emisión y colocación de bonos de deuda pública interna no convertibles en acciones (en adelante los "Bonos") y papeles comerciales (en adelante los "Papeles Comerciales") fue autorizada por la Junta Directiva de ECOPEPETROL S.A. (en adelante "ECOPETROL", la "Compañía", la "Empresa", o el "Emisor"), en su reunión del día 12 de Abril de 2013, como consta en el Acta No. 173, donde se aprobó la emisión y colocación de los Bonos y Papeles Comerciales, bajo el esquema de un Programa de Emisión y Colocación con cargo a un cupo global (en adelante el "Programa"), y autorizó al Representante Legal para adelantar los trámites necesarios ante las autoridades competentes y demás entidades. La Junta Directiva de ECOPEPETROL S.A. aprobó además, en sus reuniones del día 12 de Abril de 2013, como consta en el Acta No. 173 y del día 12 de Julio de 2013, como consta en el Acta No. 180, el Reglamento de Emisión y Colocación de los Títulos (en adelante el "Reglamento de Emisión y Colocación") y el presente Prospecto bajo el Programa. El presente Prospecto refleja las condiciones aprobadas en dichas instancias.

El Departamento Nacional de Planeación, mediante oficios Nos. SC-20112300716071, SC-20112300718721 y SC-20122300798751 del 7 de Diciembre de 2011, 9 de Diciembre de 2011 y 8 de Noviembre de 2012 respectivamente, emitió concepto favorable para que ECOPEPETROL S.A., a través de la emisión de bonos de deuda pública interna y la emisión de papeles comerciales internos entre otros instrumentos, acceda a recursos de crédito, hasta por un monto de USD \$8.200 millones, destinados a la financiación del plan de inversiones, los nuevos negocios que apruebe la Junta Directiva, los costos financieros asociados a las mismas operaciones y a propósitos corporativos generales, que incluyen capital de trabajo.

Mediante la Resolución No. 2462 del 30 de Julio de 2013 expedida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público se autorizó a ECOPEPETROL para emitir, suscribir y colocar los Bonos y Papeles Comerciales, (conjuntamente en adelante los "Títulos" o los "Valores"), en el Mercado Público de Valores colombiano hasta por la suma de tres billones de Pesos (\$3.000.000.000.000), a través del Programa de Emisión y Colocación.

### **1.2. Inscripción en el RNVE y Autorización de Oferta Pública**

La Superintendencia Financiera de Colombia aprobó la inscripción de los Bonos y Papeles Comerciales, objeto del Programa, en el Registro Nacional de Valores y Emisores, y autorizó la Oferta Pública de los mismos mediante Resolución No. 1470 del 2 de agosto de 2013.

### **1.3. Ofertas públicas o privadas de valores simultáneas**

ECOPETROL declara que a la fecha de este Prospecto no adelanta ofertas públicas o privadas de valores en forma simultánea con las del presente Programa.

Así mismo, el Emisor manifiesta que a la fecha no ha solicitado otras autorizaciones para formular ofertas públicas o privadas de valores, cuya decisión por parte de la autoridad competente aún se encuentre en trámite.

### **1.4. Personas Autorizadas**

Las siguientes personas, o quienes estas a su vez designen, han sido autorizadas por ECOPEPETROL para dar información o declaraciones sobre el contenido del Prospecto:

**[Alejandro Giraldo]**

Director de Relacionamiento con el Inversionista

- Horarios de Atención: lunes a viernes de 8:00 a.m. a 6:00 p.m.

- Medios que utilizarán las personas autorizadas para dar información o para realizar aclaraciones sobre el contenido del Prospecto:

Vía - Telefónica: Oficina de Atención al Accionista e Inversionista  
Contact Center: 3 077 075 (Bogotá)  
01 8000 113434 (A nivel nacional)

Vía - Email: [investors@ecopetrol.com.co](mailto:investors@ecopetrol.com.co)

### **1.5. Código de Buen Gobierno**

Las prácticas de gobierno corporativo fueron adoptadas de manera voluntaria en el año 2004, con ocasión de la transformación de ECOPETROL en una sociedad pública por acciones, de conformidad con lo previsto en el Decreto 1760 de 2003. En su nueva condición de sociedad pública por acciones, ECOPETROL decidió implementar prácticas de gobierno corporativo para contar con herramientas que permitieran asegurar la efectividad de los derechos de sus accionistas y el respeto hacia los grupos de interés. Es así, como el 13 de Julio de 2004, la Junta Directiva de la Empresa aprobó la primera versión del Código de Buen Gobierno, convirtiéndose de esta manera en una de las primeras entidades estatales que ingresaba voluntariamente a la tendencia mundial del gobierno corporativo.

Posteriormente, con la expedición de la Ley 1118 de 2006, se concretó el proceso de capitalización de ECOPETROL y surgió la necesidad de ajustar el Código de Buen Gobierno a la nueva naturaleza jurídica de la Empresa (*sociedad de economía mixta*) y a la autorización para la emisión y colocación de acciones en el Mercado Público de Valores. Así mismo, el ingreso de ECOPETROL a bolsas de valores internacionales (*tales como la Bolsa de Nueva York*), hizo que la Empresa mejorara sus prácticas de gobierno corporativo de acuerdo con los más altos estándares aplicables a los emisores de valores.

Actualmente las prácticas de gobierno corporativo implementadas por ECOPETROL se enmarcan en los principios de transparencia, gobernabilidad y control y se ajustan a la actividad comercial de la Empresa, convirtiéndose en un marco autorregulatorio que permite el buen funcionamiento de los órganos de gobierno y el cumplimiento de los objetivos estratégicos con el fin de generar confianza a los grupos de interés y asegurar la sostenibilidad del negocio.

El Código de Buen Gobierno de ECOPETROL, así como los documentos que hacen parte integral del mismo, pueden ser consultados de manera permanente en la página web [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co).

### **1.6. Interés Económico de los Asesores de las Emisiones**

La promoción y colocación de las Emisiones que se efectúen bajo el Programa, serán realizadas por entidades contratadas por ECOPETROL denominados Agente Líder Colocador y/o Agentes Colocadores, quienes obtendrán una comisión de éxito por la colocación efectiva de los mismos. Los honorarios por colocación que les reconocerá el Emisor al Agente Líder Colocador y/o a los Agentes Colocadores, de ser el caso, estarán determinados por el monto de los recursos efectivamente colocados.

Así mismo, el asesor legal del Programa fue Mosquera Abogados, Ltda.

### **1.7. Personas Naturales o Jurídicas que han Participado en la Tasación, Valoración o Evaluación de Activos o Pasivos del Emisor**

Para el presente Programa, no se ha contratado ninguna tasación, valoración o evaluación de activos o pasivos de ECOPETROL. El presente Prospecto de Información ha sido elaborado por el Emisor.

Ninguna persona, natural o jurídica, ha tenido intereses económicos en los procesos de tasación, valoración o evaluación de algún activo o pasivo o de alguna información significativa contenida en este Prospecto de Información.

## **1.8. Advertencias**

*Se considera indispensable la lectura del Prospecto para que los potenciales inversionistas puedan evaluar adecuadamente la conveniencia de la inversión.*

*Las Emisiones bajo el Programa se realizarán en forma Desmaterializada, por lo tanto los adquirientes renuncian a la posibilidad de materializar los Bonos o Papeles Comerciales emitidos.*

*La inscripción en el Registro Nacional de Valores y Emisores y la Autorización de las Ofertas Públicas de las Emisiones no implican calificación ni responsabilidad alguna por parte de la Superintendencia Financiera de Colombia acerca de las personas naturales o jurídicas inscritas ni sobre el precio, la bondad o la negociabilidad del Valor, o de la respectiva Emisión, ni sobre la solvencia del Emisor.*

*El Prospecto no constituye una oferta ni una invitación por o a nombre del Emisor a suscribir o comprar cualquiera de los valores sobre los que trata el mismo.*

*Las Emisiones que se efectúen bajo este Programa no formarán parte de una Oferta Simultánea en el Exterior y en Colombia. La totalidad de las Emisiones se llevarán a cabo únicamente en Colombia.*

*Este Prospecto puede contener manifestaciones sobre el futuro de ECOPETROL, las cuales están incluidas en varios apartes del mismo. Tales manifestaciones incluyen información referente a estimaciones o expectativas actuales relacionadas con la futura condición financiera y a sus resultados operacionales. Se les advierte a los potenciales Inversionistas que tales manifestaciones sobre el futuro no son una garantía del desempeño, que existe riesgo o incertidumbre en cuanto a que dichas proyecciones se puedan presentar en el futuro, y que los resultados reales pueden variar sustancialmente con respecto a las proyecciones sobre el futuro, debido a factores diversos.*

## **1.9. Notificación**

La información contenida en este Prospecto ha sido preparada para asistir a posibles Inversionistas interesados en realizar su propia evaluación del presente Programa. No pretende contener toda la información que un posible comprador pueda requerir; de ser necesario, los potenciales Inversionistas podrán solicitar información adicional a ECOPETROL conforme a lo establecido en este Prospecto.

Ni ECOPETROL, ni los asesores de aquella, tendrán la obligación de reembolsar ni compensar a los potenciales Inversionistas cualquier costo o gasto en que hayan incurrido al evaluar el Prospecto, o cualquier otro costo o gasto en que hayan incurrido de otra manera con respecto a la transacción.

ECOPETROL se reserva el derecho a su entera discreción y sin tener que dar explicación alguna, de revisar la programación o procedimientos relacionados con cualquier aspecto del trámite de autorización de la oferta por parte de la Superintendencia Financiera de Colombia. En ningún evento se podrá entablar una demanda o reclamación de cualquier naturaleza contra ECOPETROL o contra cualquiera de sus representantes, asesores o empleados como resultado de dicha decisión.

**- TABLA DE CONTENIDO -**

1. APROBACIONES, AUTORIZACIONES, DECLARACIONES, INFORMACIONES ESPECIALES Y OTRAS ADVERTENCIAS .....	3
1.1. Aprobaciones del Emisor.....	3
1.2. Inscripción en el RNVE y Autorización de Oferta Pública .....	3
1.3. Ofertas públicas o privadas de valores simultáneas.....	3
1.4. Personas Autorizadas.....	3
1.5. Código de Buen Gobierno .....	4
1.6. Interés Económico de los Asesores de las Emisiones.....	4
1.7. Personas Naturales o Jurídicas que han Participado en la Tasación, Valoración o Evaluación de Activos o Pasivos del Emisor.....	4
1.8. Advertencias .....	5
1.9. Notificación .....	5
2. GLOSARIO .....	12
2.1. Glosario de Términos de las Emisiones.....	12
2.2. Glosario de Términos de la Industria.....	19
2.3. Convenciones .....	20
3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS TÍTULOS .....	22
3.1. Autorización del Programa de Emisión y Colocación.....	22
3.2. Objetivos Económicos y Financieros de las Emisiones.....	22
3.3. Clase de Títulos y Derechos que incorporan .....	22
3.4. Inscripción de los Títulos objeto del Programa .....	23
3.5. Régimen Jurídico.....	23
3.6. Jurisdicción.....	23
3.7. Generalidades del Programa de Emisión y Colocación.....	23
3.8. Ley de Circulación y Negociación Secundaria.....	23
3.9. Comisiones y Gastos .....	24
3.10. Medios a través de los cuales se dará a conocer información de interés para los Inversionistas .....	24
3.11. Administrador del Programa y Agente de Pago .....	24
3.11.1. Derechos y Obligaciones del Administrador de las Emisiones .....	25
3.11.1.1. Derechos.....	25
3.11.1.2. Obligaciones.....	25
3.11.1.2.1. Macrotítulo .....	25
3.11.1.2.2. Registros y Anotaciones .....	25
3.11.1.2.3. Cobranza y Pago.....	26
3.11.1.2.4. Informes Mensuales.....	27
3.11.1.2.5. Actualización Macrotítulo .....	27
3.12. Desmaterialización Total de las Emisiones .....	27
3.13. Decisión de Inversión .....	27
3.14. Declaraciones .....	28
3.15. Obligaciones del Emisor.....	28
3.16. Características generales de los Títulos .....	29

3.16.1.	Bonos .....	29
3.16.1.1.	Derechos que incorporan .....	29
3.16.1.2.	Definición de las Fechas de Suscripción, Expedición, Emisión y Vencimiento.....	29
3.16.1.3.	Régimen fiscal aplicable a los Bonos .....	30
3.16.1.4.	Derechos de los Tenedores de Bonos .....	30
3.16.1.5.	Obligaciones de los Tenedores de Bonos .....	31
3.16.1.6.	Condiciones especiales para la realización de Asambleas de Tenedores de Bonos.	32
3.16.1.7.	Representante Legal de los Tenedores de Bonos.....	32
3.16.1.8.	Obligaciones y Facultades del Representante Legal de Tenedores de Bonos.....	32
3.16.1.9.	Eventos de Incumplimiento y Vencimiento Anticipado del Plazo .....	34
3.16.2.	Papeles Comerciales .....	34
3.16.2.1.	Derechos que incorporan .....	34
3.16.2.2.	Definición de las Fechas de Suscripción, Expedición, Emisión y Vencimiento.....	34
3.16.2.3.	Régimen fiscal aplicable a los Papeles Comerciales .....	34
3.16.2.4.	Derechos de los Tenedores de Papeles Comerciales .....	35
3.16.2.5.	Obligaciones de los Tenedores de los Papeles Comerciales.....	35
3.17.	Condiciones Financieras Generales de los Títulos .....	36
3.17.1.	Cupo Global del Programa.....	36
3.17.2.	Cantidad de Títulos a Emitir .....	36
3.17.3.	Calificación .....	37
3.18.	Condiciones Financieras de los Bonos .....	37
3.18.1.	Denominación, Valor Nominal e Inversión Mínima .....	37
3.18.2.	Precio de Suscripción.....	37
3.18.3.	Plazo de Redención de los Bonos .....	37
3.18.4.	Series de los Bonos .....	37
3.18.5.	Opción de Prepago .....	38
3.18.6.	Recompra de los Bonos.....	38
3.18.7.	Rendimiento de los Bonos .....	38
3.18.8.	Periodicidad, Modalidad y Cálculo de los Intereses .....	40
3.18.9.	Amortización del Capital .....	41
3.18.10.	Lugar y Forma de Pago del capital e intereses .....	41
3.19.	Condiciones Financieras de los Papeles Comerciales .....	41
3.19.1.	Denominación, Valor Nominal e Inversión Mínima .....	41
3.19.2.	Precio de Suscripción.....	42
3.19.3.	Series de los Papeles Comerciales .....	42
3.19.4.	Plazo de los Papeles Comerciales .....	42
3.19.5.	Rendimiento de los Papeles Comerciales.....	43
3.19.6.	Periodicidad, Modalidad y Cálculo de los Intereses .....	45
3.19.7.	Amortización de capital .....	46
3.19.8.	Lugar y Forma de Pago de capital e intereses .....	46
3.20.	Mecanismos para la prevención y control del lavado de activos y financiación del terrorismo	46
4.	CONDICIONES DE LA OFERTA Y DE LA COLOCACIÓN DE LOS TÍTULOS .....	48

4.1.	Régimen de Inscripción .....	48
4.2.	Plazo para Ofertar las Emisiones de los Títulos, Plazo de Colocación y Vigencia de la Ofertas 48	
4.3.	Emisiones Simultáneas .....	48
4.4.	Destinatarios de la Oferta .....	48
4.5.	Medios para Formular las Ofertas y Suministrar Información .....	49
4.6.	Mecanismo de Colocación.....	49
4.7.	Mecanismo de Adjudicación .....	49
4.7.1.	Modalidad de Subasta Holandesa .....	51
4.7.1.1.	Condiciones para la Presentación de Demandas.....	51
4.7.1.2.	Sistema de adjudicación y de cumplimiento de la Bolsa de Valores .....	52
4.7.1.3.	Criterios de Adjudicación de la Subasta. ....	52
4.7.1.4.	Adjudicación .....	53
4.7.2.	Modalidad de Demanda en Firme .....	54
5.	INFORMACIÓN DEL EMISOR – ECOPETROL S.A. ....	56
5.1.	Información General de la Compañía.....	56
5.1.1.	Razón Social y Situación de la Compañía.....	56
5.1.2.	Duración y Domicilio.....	56
5.1.3.	Disolución y Liquidación de ECOPETROL .....	56
5.1.4.	Fecha de Constitución .....	56
5.1.5.	Estatutos Sociales.....	56
5.1.6.	Lugar en Donde se Pueden Consultar los Estatutos Sociales .....	56
5.1.7.	Declaración del Accionista Mayoritario de ECOPETROL S.A. ....	57
5.1.8.	Modificaciones al Código de Buen Gobierno Efectuadas Durante el Año 2012 .....	57
5.1.9.	Entidades Estatales que ejercen inspección y vigilancia sobre el Emisor .....	57
5.1.10.	Objeto Social.....	59
5.1.11.	Reseña Histórica .....	60
5.2.	Composición accionaria del Emisor .....	63
5.3.	Estructura Organizacional del Emisor .....	64
5.3.1	Esquema Organizacional.....	64
5.3.2	Asamblea General de Accionistas.....	64
5.3.3	Junta Directiva .....	65
5.3.4	Representante Legal.....	71
5.3.5	Administración.....	71
5.3.6	Control Interno .....	74
5.3.7	Situación de Subordinación y Filiales .....	74
5.3.8	Inversiones en otras Compañías.....	75
5.3.9	Relaciones Laborales .....	81
5.4	Aspectos Relacionados con la Actividad del Emisor .....	82
5.4.1	Situación General de la Industria del Petróleo .....	82
5.4.2	Regulación del Sector .....	85
5.4.3	La cadena de valor de ECOPETROL.....	91
5.5	Información Financiera.....	103

5.6	Capital .....	104
5.7	Ofertas Públicas de Adquisición de acciones del Emisor celebradas en el último año .....	104
5.8	Provisiones y reservas para la readquisición de acciones .....	104
5.9	Información sobre Dividendos .....	104
5.10	Información sobre la generación de EBITDA .....	106
5.11	Evolución del Capital Social .....	106
5.12	Empréstitos u obligaciones convertibles, canjeables o con Bonos convertibles en acciones ..	106
5.13	Principales Activos .....	107
5.13.1	Política de Manejo de las Inversiones de Tesorería .....	107
5.13.2	Inversiones .....	107
5.13.3	Propiedad Planta y Equipo .....	110
5.13.4	Recursos Naturales y del Medio Ambiente, Neto .....	111
5.13.5	Valorizaciones .....	111
5.13.6	Legislación aplicable en relación con las restricciones para la venta de acciones y bonos obligatoriamente convertibles en acciones de ECOPETROL o de su participación en el capital de una empresa y de la venta de sus inversiones en valores .....	112
5.13.7	Principales Proyectos en curso de Realización .....	112
5.13.8	Compromisos en firme de ECOPETROL por parte de sus órganos de dirección para la adquisición de inversiones futuras. ....	114
5.13.9	Principales Activos No Corrientes .....	114
5.14	Investigacion, Desarrollo, Patentes y Licencias .....	115
5.15	Descripción de cualquier protección gubernamental y los grados de cualquier inversión de fomento que afecten a ECOPETROL .....	117
5.16	Operaciones con compañías vinculadas, accionistas, directivos o administradores .....	117
5.17	Créditos, contingencias y Obligaciones financieras .....	124
5.17.1	Créditos y contingencias que representan el 5% o más del pasivo total .....	124
5.17.2	Obligaciones Financieras .....	125
5.18	Valores del Emisor inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores .....	127
5.19	Títulos de Deuda en Curso .....	127
5.20	Evaluación conservadora de las perspectivas del Emisor .....	127
5.21	Procesos pendientes en contra del Emisor .....	127
6.	COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA OPERACIÓN Y LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR .....	130
6.1.	Eventos que pueden afectar significativamente la liquidez, resultados o la situación financiera del Emisor .....	130
6.2.	Comportamiento de los Ingresos Operacionales .....	132
6.3.	Costos de Venta, Gastos Operacionales, Costos de Financiamiento, Impuestos y Utilidad Neta	135
6.3.1	Costos y Gastos de Operación .....	135
6.3.2	Ingresos (gastos) Financieros .....	136
6.3.3	Gasto de Jubilados .....	136
6.3.4	Impuestos .....	137
6.3.5	Utilidad Neta .....	138
6.4	Impacto de la Inflación y de las fluctuaciones en el tipo de cambio .....	139

6.5	Préstamos e Inversiones en Moneda Extranjera .....	139
6.6	Restricciones Acordadas con las Subordinadas para Transferir Recursos a la Sociedad .....	140
6.7	Información Sobre el Nivel de Endeudamiento.....	140
6.8	Información Sobre los Créditos o Deudas Fiscales que el Emisor Mantenga en el Último Ejercicio Fiscal.....	140
6.9	Explicación de los Cambios Importantes Ocurridos en las principales cuentas del Balance del Último Ejercicio.....	140
7.	ESTADOS FINANCIEROS .....	142
8.	INFORMACIÓN SOBRE RIESGOS DEL EMISOR .....	143
8.1.	Factores Macroeconómicos que afecten la rentabilidad del valor que se ofrece .....	143
8.2.	Dependencia en Personal Clave .....	146
8.3.	Dependencia en un Solo Segmento de Negocio .....	146
8.4.	Interrupción de las actividades del Emisor, que hubiere sido ocasionada por factores diferentes a las relaciones laborales .....	147
8.5.	Mercado Secundario para los Valores Ofrecidos .....	148
8.6.	Ausencia de un Historial Respecto de las Operaciones del Emisor.....	148
8.7.	Ocurrencia de Resultados Operacionales Negativos, Nulos o Insuficientes.....	149
8.8.	Incumplimiento en el pago de pasivos bancarios y bursátiles .....	149
8.9.	Giro del Negocio .....	149
8.10.	Riesgos por Carga Prestacional, Pensional y Sindicatos .....	153
8.11.	Riesgos de la Estrategia Actual del Emisor .....	153
8.12.	Vulnerabilidad ante Variaciones en la Tasa de Interés y en la Tasa de Cambio.....	156
8.13.	Dependencia del Negocio respecto a Licencias, Contratos o Marcas.....	157
8.14.	Situaciones relativas a los países en los que opera el Emisor .....	157
8.15.	Adquisición de Activos Distintos a los del Giro Normal del Negocio del Emisor .....	157
8.16.	Vencimiento de Contratos de Abastecimiento.....	157
8.17.	Impacto de Posibles Cambios en las Regulaciones que Atañen al Emisor .....	157
8.18.	Impacto de Disposiciones Ambientales .....	158
8.19.	Existencia de Créditos que Obliguen al Emisor a Conservar Determinadas Proporciones en su Estructura Financiera .....	160
8.20.	Existencia de Documentos sobre Operaciones a Realizar que Podrían afectar el Desarrollo Normal del Negocio .....	160
8.21.	Factores Políticos.....	160
8.22.	Compromisos Conocidos por el Emisor, que pueden Significar un Cambio de Control en sus Acciones.....	161
8.23.	Dilución Potencial de Inversionistas .....	161
9.	ANEXOS .....	162
9.1.	Declaración de la Nación en su calidad de Accionista Mayoritario. ....	162
9.2.	Estados Financieros no Consolidados de ECOPETROL con corte al 31 de Marzo de 2013 y 2012. ....	166
9.3.	Estados Financieros no Consolidados de ECOPETROL S.A. para los años terminados el 31 de Diciembre de 2012 y 2011. ....	228
9.4.	Estados Financieros no Consolidados de ECOPETROL S.A. para los años terminados el 31 de Diciembre de 2011 y 2010. ....	291

---

9.5.	Estados Financieros Consolidados de ECOPETROL S.A. para los años terminados el 31 de Diciembre de 2012 y 2011 .....	366
9.6.	Estados Financieros Consolidados de ECOPETROL S.A. para los años terminados el 31 de Diciembre de 2011 y 2010 .....	436
9.7.	Hoja de Vida – Revisor Fiscal .....	502
9.8.	Litigios y Procesos Judiciales .....	503
10.	CERTIFICACIONES .....	504
10.1.	Certificación del Representante Legal del Emisor .....	504
10.2.	Certificación del Revisor Fiscal del Emisor .....	505
10.3.	Certificación del Representante Legal de Tenedores de Bonos .....	507
10.4.	Certificación a Estados Financieros .....	508

## 2. GLOSARIO

### 2.1. Glosario de Términos de las Emisiones

<b>ADR</b> .....	American Depositary Receipt. Son títulos representativos de acciones emitidos por un banco estadounidense, que son negociados en una plaza bursátil diferente a aquella en que se transan las acciones. Para el caso de ECOPETROL, un ADR representa 20 acciones ordinarias y se negocia actualmente en la Bolsa de Valores de Nueva York y en la Bolsa de Valores de Toronto bajo el símbolo "EC".
<b>Administrador de la(s) Emisión(es)</b> ....	Entidad que recibe en depósito los Títulos inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores, para custodiarlos y administrarlos mediante un sistema computarizado de alta seguridad, eliminando el riesgo de su manejo físico en transferencias, registros, pagos de intereses, etc. Para el caso de las Emisiones bajo el Programa será DECEVAL.
<b>Agente Colocador</b> .....	Sera cada una de las entidades a través de las cuales se desarrollará la labor de promoción y colocación de los Títulos. De ser aplicable el Emisor podrá designar a alguna de ellas como Agente Líder para la colocación.
<b>Agente Líder Colocador</b> .....	El Emisor podrá nombrar un Agente Líder Colocador que dará a conocer en el Aviso de Oferta Pública correspondiente, quien tendrá la responsabilidad de la colocación de los Títulos y trabajar en coordinación con ECOPETROL y con los demás Agentes Colocadores en la definición de la estrategia de colocación.
<b>Amortización de Capital</b> .....	Será la fecha en que el Emisor realizará los pagos del capital de cada una de las series de los Títulos que se emitan a los Inversionistas.
<b>Anotación(es) en Cuenta</b> .....	Representación electrónica de los derechos de un tenedor sobre un valor, en el registro contable que lleva un depósito centralizado de valores, en este caso DECEVAL.
<b>Asamblea General de Tenedores</b> .....	Es la reunión donde los Tenedores de Bonos válidamente y legalmente adoptan decisiones relativas a los Bonos.
<b>Aviso de Oferta Pública</b> .....	Es el mecanismo que se utiliza para dar a conocer una Oferta Pública a los destinatarios de la misma, donde se incluirán las características de los Valores de cada Emisión del Programa de acuerdo con lo establecido en el literal c) del artículo 5.2.1.1.5 del Decreto 2555 de 2010.
<b>Bolsa de Valores</b> .....	Entidad encargada de reglamentar y mantener el funcionamiento de un mercado debidamente organizado, con el propósito de ofrecer a los inversionistas y al público en general suficientes condiciones de seguridad, honorabilidad y corrección. La Bolsa de Valores está encargada de administrar los diferentes sistemas de negociación a través de los cuales se celebran las operaciones sobre títulos o valores de renta fija y renta variable.
<b>Bonos</b> .....	Son títulos que representan una parte de un crédito constituido a cargo de una entidad emisora. Para efectos de este documento cualquier referencia a Bonos se entenderá que comprende los Bonos de Deuda Pública Interna.
<b>Bonos de Deuda Pública Interna</b> .....	Serán los valores denominados Bonos de Deuda Pública Interna, inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores y en la Bolsa de Valores de Colombia S.A., que serán emitidos por ECOPETROL S.A. y colocados a través del Programa, mediante Ofertas Públicas conforme a los

	términos del Programa y aquellos propios que en cada Oferta Pública se establezcan.
<b>Calificación de Valores.....</b>	Es una opinión profesional que produce una agencia calificadora de riesgos sobre la capacidad de un emisor para pagar el capital y los intereses de sus obligaciones en forma oportuna. Para llegar a esa opinión, las calificadoras desarrollan estudios, análisis y evaluaciones de los emisores. La Calificación de Valores es el resultado de la necesidad de dotar a los Inversionistas de herramientas adicionales para la toma de decisiones.
<b>Capital Vigente.....</b>	El Capital Vigente de los Bonos en la Fecha de Emisión será igual a su Valor Nominal. En el evento en que se realicen prepagos, el Capital Vigente se reducirá en el monto en Pesos ya prepago por Bono para la totalidad de las Series (A, B, C y D).
<b>Colocación al Mejor Esfuerzo (Underwriting al Mejor Esfuerzo).....</b>	Será el proceso mediante el cual una entidad autorizada se compromete con el Emisor a realizar su mejor esfuerzo con el fin de colocar una porción o el total de la emisión de un grupo de valores en el mercado de capitales.
<b>Contrato de Depósito.....</b>	Significa el Contrato de Depósito y Administración entre el Emisor y DECEVAL en relación con las Emisiones bajo el Programa.
<b>Contrato de Representación Legal de Tenedores de Bonos.....</b>	Es el contrato de representación legal de Tenedores de Bonos suscrito entre el Emisor y el Representante Legal de Tenedores de Bonos.
<b>Cupo Global del Programa.....</b>	El Cupo Global del Programa es de hasta tres billones de pesos (\$3.000.000.000.000) el cual podrá ser ampliado previas las autorizaciones correspondientes.
<b>DANE.....</b>	Es el Departamento Administrativo Nacional de Estadística.
<b>DECEVAL.....</b>	Depósito Centralizado de Valores S.A., una entidad de carácter privado que se encarga de recibir en depósito, custodiar y administrar los títulos inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores, así como de llevar el registro de las enajenaciones y gravámenes comunicados por el depositante respectivo.
<b>Decreto 2555.....</b>	Es el Decreto 2555 del 15 de Julio de 2010, tal como sea modificado o adicionado.
<b>Demanda en Firme.....</b>	Mecanismo de colocación de los Títulos mediante el cual el Emisor define la tasa a la cual se emitirán los Bonos y los Papeles Comerciales, y el suscriptor determina solamente el monto en el cual está interesado.
<b>Depositante Directo.....</b>	Será cada una de las entidades que, de acuerdo con el reglamento de operaciones del Administrador de las Emisiones aprobado por la Superintendencia Financiera de Colombia, pueden acceder directamente a sus servicios y han suscrito el Contrato de Depósito de valores, bien sea a nombre y por cuenta propia y/o en nombre y por cuenta de terceros.
<b>Día(s) Hábil(es).....</b>	Es cualquier día, de lunes a viernes, excluyendo festivos y los días en que los bancos están obligados a cerrar en la República de Colombia.
<b>Dólar(es) o USD.....</b>	Es la moneda legal de los Estados Unidos de América.
<b>DTF.....</b>	Es la tasa promedio de captación a (90) días de bancos, corporaciones financieras, compañías de financiamiento, tal como es definida en la Resolución Externa 017 de 1993 expedida por el Banco de la República de Colombia, y

	divulgada semanalmente por el mismo. En caso que la autoridad competente modifique o elimine la DTF, esta será reemplazada por el indicador que ella misma establezca y será reportado por la entidad que se designe para tal efecto.
<b>Emisión (es)</b> .....	Serán cada una de las emisiones de Títulos que se efectúen bajo el Programa, sujetas a los términos y condiciones contenidos en este Prospecto y el Reglamento de Emisión y Colocación, las cuales realizará el Emisor con cargo al Cupo Global del Programa.
<b>Emisor</b> .....	ECOPETROL S.A.
<b>Emisión (es) Desmaterializada (s)</b> ....	Conjunto de Títulos Valores cuya administración se ha encargado al Administrador de las Emisiones, en consecuencia de lo cual dicha sociedad emite constancias de depósito de los títulos recibidos.
<b>Fecha de Emisión</b> .....	Para cada Emisión, la Fecha de Emisión será el Día Hábil siguiente a la fecha de publicación del primer Aviso de Oferta Pública del primer Lote de dicha Emisión, de manera que las diferentes Emisiones podrán tener diferentes Fechas de Emisión. No obstante lo anterior, en el evento en que se ofrezca más de un Lote para una misma Emisión, todos los Títulos de cada Lote de una misma Emisión tendrán la misma Fecha de Emisión.
<b>Fecha de Expedición</b> .....	Se entenderá como la fecha en la cual se registra y anota en cuenta por suscripción original o por transferencia electrónica de los Títulos.
<b>Fecha de Suscripción</b> .....	Se entiende como el día en que sea colocado y pagado íntegramente, por primera vez, cada Título, la cual será establecida en el respectivo Aviso de Oferta Pública.
<b>Fecha de Vencimiento</b> .....	Se entiende como la fecha en la cual se cumpla el plazo de los Valores de cada Emisión. Para los Bonos de Deuda Pública Interna el plazo se contará a partir de la Fecha de Emisión. Para los Papeles Comerciales el plazo se contará a partir de la Fecha de Suscripción.
<b>Gobierno Nacional</b>	Se entiende el gobierno de la República de Colombia.
<b>Grupo ECOPETROL</b> .....	Se entiende el grupo empresarial conformado por las sociedades subordinadas y filiales que guardan unidad de propósito y están sometidas a la dirección y control de ECOPETROL en los términos de la Ley 222 de 1995. La estructura del mismo puede ser consultada en la página web de ECOPETROL.
<b>Inversión Mínima</b> .....	Valor o cantidad mínima de Títulos que el Inversionista debe adquirir tanto en el mercado primario en la Fecha de Suscripción como en el mercado secundario.
<b>Inversionista(s)</b> .....	Será la persona que, a través del Agente Líder Colocador, de un Agente Colocador, o de un afiliado al MEC (según se establezca en el respectivo Aviso de Oferta Pública) demande, y que, de ser el caso, se le adjudiquen los Títulos. Así mismo, lo serán, en caso de establecerse en el respectivo Aviso de Oferta Pública, los afiliados al MEC que demanden directamente y se les adjudiquen los Títulos. También lo será cualquier otra persona que en el futuro adquiera los mismos en el mercado secundario.
<b>IBR</b> .....	Tasa de interés de referencia del mercado interbancario colombiano. Es una tasa de interés de corto plazo para el Peso, el cual refleja el precio al que los agentes participantes en su esquema de formación están dispuestos a ofrecer o a captar recursos en el mercado monetario.

<b>Índice de Precios al Consumidor o IPC.....</b>	Es la variación neta del Índice de Precios al Consumidor total nacional (IPC) certificado por el DANE (Departamento Administrativo Nacional de Estadística) para los últimos doce (12) meses, expresada como una Tasa de Interés Efectiva Anual.
<b>Inflación.....</b>	Medida de crecimiento del nivel general de precios de la economía, calculada mensualmente por el DANE sobre los precios de una canasta básica de bienes y servicios de consumo para familias de ingresos medios y bajos. Con base en ésta se calcula un índice denominado "Índice de Precios al Consumidor" o "IPC".
<b>Ley de Circulación.....</b>	Mecanismo o forma a través de la cual se transfiere la propiedad de un título valor. Existen tres formas: (i) Al portador: con la simple entrega; (ii) A la orden: mediante endoso y entrega; y (iii) Nominativa: mediante endoso, entrega e inscripción ante el Emisor. La ley de circulación de los Títulos de ECOPETROL será a la orden y la transferencia de su titularidad se hará de acuerdo con el sistema de saldos de DECEVAL.
<b>Lote.....</b>	Es una fracción o la totalidad de cada Emisión de Títulos con iguales características faciales que son ofrecidos en una misma fecha y mediante un mismo Aviso de Oferta Pública.
<b>Mercado Público de Valores.....</b>	Son actividades del Mercado Público de Valores según el artículo 3° de la Ley 964 de 2005, la emisión y oferta de valores, la intermediación de valores, la administración de fondos de valores, fondos de inversión, fondos mutuos de inversión, fondos comunes ordinarios y fondos comunes especiales, el depósito y la administración de valores, la administración de sistemas de negociación o de registro de valores, futuros, opciones y demás derivados, la compensación y liquidación de valores, la calificación de riesgos, la autorregulación a que se refiere la Ley 964 de 2005, el suministro de información al mercado de valores, incluyendo el acopio y procesamiento de la misma, las demás actividades previstas en la Ley 964 de 2005 o que determine el Gobierno Nacional, siempre que constituyan actividades de manejo, aprovechamiento e inversión de recursos captados del público que se efectúen mediante valores.
<b>Margen.....</b>	Puntos nominales o efectivos que se adicionan a una Tasa de Referencia.
<b>Mercado Electrónico Colombiano o MEC.....</b>	Sistema centralizado de operaciones a través del cual las entidades afiliadas pueden negociar valores, mediante estaciones de trabajo remotas, en la medida en que se encuentren debidamente habilitadas y reglamentadas por la Bolsa de Valores de Colombia quien lo administra.
<b>Modalidad de Pago de los Intereses....</b>	Será la característica de pago de los intereses generados por los Títulos. Los Títulos tienen como única modalidad de pago la vencida.
<b>Oferta Pública.....</b>	Es la manifestación dirigida a personas no determinadas o a cien (100) o más personas determinadas, con el fin de suscribir, enajenar o adquirir documentos emitidos en serie o en masa, que otorguen a sus titulares derechos de crédito de participación y de tradición o representativo de mercancías.
<b>Papeles Comerciales.....</b>	Serán los pagarés ofrecidos públicamente en el mercado de valores, emitidos masiva o serialmente inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores y en la Bolsa de Valores de Colombia S.A., que serán emitidos por ECOPETROL S.A. y colocados a través del Programa,

	mediante Ofertas Públicas conforme a los términos del Programa y aquellos propios que en cada Oferta Pública se establezcan.
<b>Periodicidad de Pago de los Intereses.</b>	Será la frecuencia con la cual se pagarán los intereses a los Tenedores de los Títulos determinada por el Emisor e indicada en el Aviso de Oferta Pública correspondiente.
<b>Peso(s) o COP.....</b>	Para efectos del presente Prospecto se entiende por Peso la moneda legal de la República de Colombia.
<b>Plazo de Colocación.....</b>	Para cada Emisión, el Plazo de Colocación será el término que el Emisor indique en el primer Aviso de Oferta Pública de dicha Emisión, para ofrecer y colocar los Títulos emitidos bajo el mismo, el cual será contado a partir de la Fecha de Emisión de los Títulos de la respectiva Emisión. Dicho plazo en ningún caso se extenderá más allá del Plazo para Ofertar las Emisiones de los Títulos que hacen parte del Programa.
<b>Plazo de Redención o Vencimiento.....</b>	Plazo establecido por el Emisor para el pago o cuando sea pagada la última cuota de intereses y de capital de los Títulos.
<b>Plazo para Ofertar las Emisiones de los Títulos.....</b>	El plazo para ofertar las Emisiones de los Títulos emitidos bajo el Programa será de tres (3) años contados a partir de la ejecutoria de la resolución que haya ordenado la inscripción de los Títulos en el Registro Nacional de Valores y Emisores. Este plazo podrá renovarse antes del vencimiento, previa autorización por parte de la Superintendencia Financiera de Colombia y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
<b>Precio de Ejercicio.....</b>	Es el precio que pagará el Emisor en caso de que haga uso de la opción de prepago, y será expresado como un porcentaje (a la par o con prima) sobre su Capital Vigente. Dicha prima será determinada y publicada en el Aviso de Oferta Pública en el que ofrezca por primera vez una sub-serie que incluya la opción de prepago, y será reiterada en los avisos siguientes.
<b>Precio de Suscripción.....</b>	Será el precio que pagarán los Inversionistas por la suscripción de los Títulos bajo el presente Programa. El Precio de Suscripción podrá ser "a la par" cuando sea igual al Valor Nominal del Título, "con prima" cuando sea superior al Valor Nominal, o "con descuento" cuando sea inferior al Valor Nominal.
<b>Programa de Emisión y Colocación o Programa.....</b>	Es la modalidad bajo la cual el Emisor estructura con cargo a un cupo global de hasta tres billones de Pesos (\$3.000.000.000.000), la realización de varias Emisiones de Bonos de Deuda Pública Interna y/o Papeles Comerciales, mediante oferta pública, durante un término establecido.
<b>Prospecto.....</b>	Significa el presente Prospecto de Información del Programa de Emisión y Colocación de los Bonos de Deuda Pública Interna y Papeles Comerciales, que contiene información del Emisor y de los Títulos.
<b>Registro Nacional de Valores y Emisores.....</b>	Sistema registral cuyo objeto es inscribir las clases y tipos de valores, así como los emisores de los mismos y las emisiones que estos efectúen, y certificar lo relacionado con la inscripción de dichos emisores y clases y tipos de valores. El fundamento de este registro es mantener un adecuado sistema de información sobre los activos financieros que circulan y los emisores como protagonistas del Mercado Público de Valores. El funcionamiento de este registro está

	asignado a la Superintendencia Financiera de Colombia, quien es la responsable de velar por la organización, calidad, suficiencia y actualización de la información que lo conforma.
<b>Reglamento de Emisión y Colocación..</b>	Es el documento aprobado por la Junta Directiva del Emisor que contiene las condiciones generales del Programa bajo las cuales se enmarca el presente Prospecto.
<b>Representante Legal de los Tenedores de Bonos.....</b>	Persona que tiene a su cargo las funciones establecidas en el artículo 6.4.1.1.9 del Decreto 2555. Para efectos del presente Programa actuará como tal Helm Fiduciaria S.A. o cualquier otra entidad que en el futuro la reemplace.
<b>Sobreadjudicación.....</b>	En el evento en que el monto total demandado por los Inversionistas sea superior al monto ofrecido en el respectivo Aviso de Oferta Pública, será facultad del Emisor, por decisión autónoma, atender la demanda insatisfecha hasta por un monto adicional equivalente que complete el ciento por ciento (100%) del monto total autorizado de la respectiva Emisión.
<b>Sociedad Calificadora de Valores.....</b>	Es una entidad especializada en el estudio del riesgo que emite una opinión sobre la calidad crediticia de un programa o emisión de títulos valores y/o de su emisor.
<b>Subasta Holandesa.....</b>	Mecanismo de adjudicación de valores mediante el cual los Inversionistas presentan demandas por un monto y una tasa específica la cual no puede exceder la tasa máxima establecida, y la adjudicación se efectúa según los criterios establecidos en el Aviso de Oferta Pública y en el instructivo operativo que emita la la Bolsa de Valores de Colombia para cada subasta.
<b>Superintendencia Financiera de Colombia.....</b>	Organismo técnico adscrito al Ministerio de Hacienda y Crédito Público que ejerce las funciones establecidas en el Decreto 4327 de 2005 y demás normas que la modifiquen o adicionen, el Decreto 663 de 1993 y demás normas que lo modifiquen o adicionen, la Ley 964 de 2005 y demás normas que la modifiquen o adicionen, las demás que señalan las normas vigentes y las que le delegue el Presidente de la República. A través del citado Decreto 4327 se fusionó la Superintendencia Bancaria de Colombia con la Superintendencia de Valores, formando la Superintendencia Financiera de Colombia y se modifica su estructura.
<b>Tasa Cupón.....</b>	Será el porcentaje con el cual se calculan los Rendimientos de los Títulos y corresponde a la tasa facial de los mismos. Para efectos del presente Prospecto, la Tasa Cupón será la Tasa de Corte cuando la colocación se realice a través del mecanismo de Subasta Holandesa; la Tasa Cupón será la Tasa de Rentabilidad Ofrecida cuando la colocación se realice a través del mecanismo de Demanda en Firme.
<b>Tasa de Corte.....</b>	Será la tasa de interés única para cada serie o subserie de cada Emisión cuando su colocación se realice mediante el mecanismo de Subasta Holandesa, la cual no podrá exceder la Tasa Máxima de Rentabilidad.
<b>Tasa de Interés Efectiva.....</b>	Expresión anual del interés nominal dependiendo de la periodicidad con que éste último se pague. Implica reinversión o capitalización de intereses.
<b>Tasa de Interés Nominal.....</b>	Tasa de interés o rendimiento que el Emisor paga al Inversionista por un título periódicamente (mensual, trimestral, semestral o anual), sin tener en cuenta la

	re inversión de intereses.
<b>Tasa Máxima de Rentabilidad .....</b>	Será la que determine el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Así mismo, se tendrá en cuenta los lineamientos establecidos en la Circular Reglamentaria Externa UT-48 del 31 de Julio de 1998 del Banco de la República, mediante la cual se reglamentó la Resolución Externa No. 3 de 1998 de la Junta Directiva del Banco de la República, o cualquiera que la sustituya, modifique o adicione.
<b>Tasa de Rentabilidad Ofrecida.....</b>	Será la tasa única de rentabilidad para cada serie o subserie de cada Emisión cuando su colocación se realice mediante el mecanismo de Demanda en Firme, la cual no podrá exceder la Tasa Máxima de Rentabilidad.
<b>Tenedores de Bonos.....</b>	Serán los Inversionistas que adquieran los Bonos de Deuda Pública Interna.
<b>Tenedores de Papeles Comerciales.....</b>	Serán los Inversionistas que adquieran los Papeles Comerciales.
<b>Tenedores de Títulos.....</b>	Serán los Tenedores de Bonos y los Tenedores de Papeles Comerciales.
<b>Título Global o Macrotítulo.....</b>	Documento emitido por el Emisor y custodiado por DECEVAL. Es el instrumento único mediante el cual se acredita el monto total de los Títulos de una misma Emisión. Su valor se determinará de acuerdo con las suscripciones primarias de los Bonos y/o papeles Comerciales que se realicen e informen a DECEVAL. El valor del Macrotítulo aumenta con cada suscripción primaria de Títulos y disminuye con cada vencimiento de capital, prepago o recompra de Títulos emitidos el cual contiene las características financieras principales de los Bonos y los Papeles Comerciales, y comprende un conjunto de derechos anotados en cuenta.
<b>Valor Nominal.....</b>	Representación monetaria del Título al momento de la Emisión.
<b>Vigencia de la Oferta.....</b>	La vigencia de cada oferta se establecerá en el Aviso de Oferta Pública correspondiente. Dicha vigencia en ningún caso se extenderá más allá del Plazo de Colocación.
<b>Valor(es) o Título(s).....</b>	Serán los Bonos de Deuda Pública Interna y los Papeles Comerciales.

## 2.2. Glosario de Términos de la Industria

<b>AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH</b>	La ANH es la entidad gubernamental encargada de promover las inversiones en petróleo y gas en Colombia, el establecimiento de términos de referencia para la exploración rondas y la asignación de bloques de exploración a las compañías de petróleo y gas. La ANH fue creada en 2003 y es la responsable de la administración de las reservas de hidrocarburos de Colombia. La ANH también es responsable de crear y mantener atractivas las condiciones para las inversiones privadas en el sector de hidrocarburos y de diseñar las ofertas de bloques exploratorios. El Decreto 4137 de 2011 cambió la naturaleza de la ANH y definió nuevas funciones para ésta.
<b>BARRIL EQUIVALENTE (BOE)</b>	Término frecuentemente usado para comparar el volumen de gas con el volumen del aceite y proporcionar una medida común para diferentes calidades de gases. Es el número de barriles de aceite crudo estabilizado, que contienen aproximadamente la misma cantidad de energía que el gas: por ejemplo, 5.7 trillones de pies <sup>3</sup> (de gas seco) equivalen aproximadamente a un billón de BOE.
<b>BARRILES POR DÍA (Bpd o B/D)</b>	En términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo, como meses y por año. En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco.
<b>BLOQUE</b>	La subdivisión en acres dedicada a las actividades de exploración y producción.
<b>BARRIL (PETRÓLEO)</b>	Unidad de volumen igual a 42 galones.
<b>CONTRATO DE ASOCIACIÓN</b>	Tipo de contrato en que el riesgo, en la etapa exploratoria, lo asume totalmente la compañía asociada y en la etapa de explotación, se conforma una operación conjunta y la inversión, dirección y producción son compartidas.
<b>CRUDO (PETRÓLEO)</b>	Líquido natural oleaginoso e inflamable, construido por una mezcla de hidrocarburos, que se extrae de lechos geológicos continentales o marítimos. Se puede encontrar asociado con gas, agua, sulfuros y metales.
<b>CUENCA</b>	Área de corteza terrestre que puede abarcar extensas regiones que han sufrido hundimientos donde se acumulan importantes depósitos de rocas sedimentarias en capas superpuestas que llegan a tener hasta más de 10.000 metros de espesor. Bajo determinadas condiciones y por descomposición de la materia orgánica se pueden generar hidrocarburos.
<b>DNP</b>	Departamento Nacional de Planeación
<b>DÓLAR</b>	Se refiere a Dólares de los Estados Unidos de América
<b>GAS LICUADO DE PETRÓLEO (LPG-GLP)</b>	Está compuesto de propano, butano, o una mezcla de los dos, la cual puede ser total o parcialmente licuada (líquida) bajo presión con objeto de facilitar su transporte y almacenamiento. El LPG puede utilizarse para cocinar, para calefacción o como combustible automotriz.
<b>GAS NATURAL</b>	a) Una mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. El gas natural consiste principalmente de metano (80%) y proporciones significativas de etano, propano y butano.

	Habrá siempre alguna cantidad de condensado y/o aceite asociado con el gas. b) El término también es usado para designar el gas tratado que se abastece a la industria y a los usuarios comerciales y domésticos y tiene una calidad especificada
<b>IEA</b>	Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency IEA). Establecida en 1974 para monitorear la situación mundial de la energía, promover buenas relaciones entre los países productores y consumidores y desarrollar estrategias para abastecer energía durante situaciones de emergencia.
<b>OECD</b>	(Organization for Economic Cooperation and Development) Organización para Cooperación y Desarrollo Económico con base en París.
<b>OFF-SHORE</b>	Cuando se utiliza relativo a hidrocarburos, hace referencia a campos de crudo, gas natural o condensados que se encuentran bajo el mar, o a actividades u operaciones llevadas a cabo en relación a estos campos.
<b>OLEODUCTO</b>	Infraestructura de tubos por donde se transporta el petróleo crudo.
<b>ON-SHORE</b>	Cuando se utiliza relativo a hidrocarburos, hace referencia a campos de crudo, gas natural o condensados que se encuentran bajo tierra, o a actividades u operaciones llevadas a cabo en relación a estos campos.
<b>OPEP</b>	Organización de países exportadores de petróleo fundada en 1960 con el objeto de unificar las políticas petroleras de los países miembros para asegurar a los productores petroleros precios estables y justos. Está conformada por Arabia Saudita, Irak, Iran, Kuwait, Venezuela, Argelia, Angola, Ecuador, Nigeria, Emiratos Árabes Unidos, Libia y Catar.
<b>PETROQUÍMICO</b>	Producto químico derivado del petróleo o gas natural (p. ej.: benceno, etileno).
<b>POLIDUCTO</b>	Es el sistema de tuberías para el transporte de productos derivados del petróleo crudo desde el punto de carga hasta una terminal u otro poliducto y que comprende las instalaciones y equipos necesarios para dicho transporte.
<b>REFINERÍA</b>	Complejo de instalaciones en el que el petróleo crudo se separa en fracciones ligeras y pesadas, las cuales se convierten en productos aprovechables o insumos.
<b>RESERVAS PROBADAS</b>	Cantidad de crudo que se estima recuperable y de gas que se estima recuperable y con viabilidad comercial de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.
<b>TONELADA EQUIVALENTE DE PETRÓLEO</b>	Una unidad de energía; su valor equivale a la energía que hay en un tonelada petróleo.
<b>WTI</b>	West Texas Intermediate. Marcador de crudo para cotización en la bolsa.

### 2.3. Convenciones

<b>Billón</b>	• Un millón de millones de Pesos (1.000.000.000.000)
<b>Bl</b>	• Barril
<b>Bls</b>	• Barriles
<b>Bpd</b>	• Barriles de petróleo por día
<b>Gcf</b>	• Giga pies cúbicos
<b>Kbpd</b>	• Miles de barriles de petróleo por día

---

<b>Kpcf</b>	• Miles de pies cúbicos
<b>Kbpde</b>	• Miles de barriles de petróleo equivalente por día
<b>Millardo</b>	• Mil millones de Pesos (1.000.000.000)
<b>Mbls</b>	• Millones de barriles de petróleo
<b>Mbpd</b>	• Millones de barriles de petróleo por día
<b>MPCD</b>	• Millones de pies cúbicos por día
<b>n.s.</b>	• No significativo
<b>TPC</b>	• Tera pies cúbicos
<b>US\$</b>	• o
<b>USD\$</b>	• Dólares Americanos
<b>WTI</b>	• West Texas Intermediate
<b>\$ o COP\$</b>	• Pesos – moneda legal colombiana

Cuando en el presente Prospecto se utilice una definición o palabra, comenzando con letra mayúscula, se entenderá que su significado es el que expresamente aquí quiere darse, salvo que del contenido de la frase se entienda claramente que su significado debe ser diferente. Cualquier definición en singular tiene el mismo significado en plural y viceversa.

### 3. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS TÍTULOS

*A continuación se establecen los términos y condiciones generales aplicables a cada una de las Emisiones bajo el Programa de Emisión y Colocación. Las condiciones específicas para cada Emisión se complementarán y determinarán en el Aviso de Oferta Pública correspondiente, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Emisión y Colocación y en el presente Prospecto.*

El Programa de Emisión y Colocación (el "Programa") es el medio a través del cual ECOPETROL, estructura con cargo a un cupo global (el "Cupo Global del Programa") la realización de una o varias Emisiones de Bonos y/o Papeles Comerciales, a ser ofrecidos mediante Oferta Pública durante un término establecido.

La emisión y oferta de Bonos y/o Papeles Comerciales bajo el Programa estará sujeta a lo dispuesto en la Parte Sexta Libro Cuarto y Libro Sexto del Decreto 2555 y las normas que lo complementen o adiciónen.

#### 3.1. Autorización del Programa de Emisión y Colocación

La Junta Directiva de ECOPETROL autorizó la emisión y la colocación de los Bonos y Papeles Comerciales mediante Oferta Pública en su reunión del día 12 de Abril de 2013, como consta en el Acta No. 173, donde se aprobó la emisión y colocación de los Bonos y Papeles Comerciales, bajo el esquema de un Programa de Emisión y Colocación con cargo a un cupo global, y autorizó al Representante Legal, o al funcionario autorizado según el Manual de Delegaciones de ECOPETROL, para adelantar los trámites necesarios ante las autoridades competentes y demás entidades, para obtener todos los permisos y celebrar todos los contratos y actos que fueren necesarios o convenientes para la estructuración y colocación de los Títulos en el Mercado Público de Valores, para que determine las condiciones financieras finales aplicables a los Títulos de conformidad con las condiciones de mercado vigentes al momento de cada colocación y conforme a los límites fijados por la Asamblea General de Accionistas, la Junta Directiva y/o el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. La Junta Directiva de ECOPETROL S.A. aprobó además, en sus reuniones del día 12 de Abril de 2013, como consta en el Acta No. 173 y del día 12 de Julio de 2013, como consta en el Acta No. 180, el Reglamento de Emisión y Colocación de los Títulos y el presente Prospecto.

La emisión de los Títulos mediante un Programa de Emisión y Colocación fue autorizada mediante Resolución No. 2462 del 30 de Julio de 2013, expedida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. El Programa fue aprobado mediante la Resolución 1470 del 2 de agosto de 2013 de la Superintendencia Financiera de Colombia, y los Títulos objeto del Programa fueron inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores, en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto 2555.

#### 3.2. Objetivos Económicos y Financieros de las Emisiones

ECOPETROL destinará el 100% de los recursos obtenidos en la colocación de los Títulos para financiar el plan de inversiones de ECOPETROL, los nuevos negocios que apruebe la Junta Directiva, los costos financieros asociados a las mismas operaciones y a propósitos corporativos generales, que incluyen capital de trabajo. Para tal efecto, ECOPETROL informará en el Aviso de Oferta Pública correspondiente a cada Emisión, la destinación de los recursos y el porcentaje de los mismos que se utilizará en las actividades anteriormente indicadas.

En cumplimiento de lo dispuesto en el literal h del numeral 6.1 del artículo quinto de la Resolución 2375 de 2006 expedida por la Superintendencia Financiera de Colombia, se informa que los recursos provenientes del Programa no se destinarán, en todo ni en parte, al pago de pasivos con compañías vinculadas o socios del Emisor. Así mismo, la destinación de los recursos provenientes de las colocaciones de Papeles Comerciales no vulnerará lo previsto en el numeral 2 del artículo 6.6.1.1.1 del Decreto 2555 de 2010, según lo cual: "*Los recursos obtenidos a través de la colocación de papeles comerciales no podrá destinarse a la realización de actividades propias de los establecimientos de crédito ni a la adquisición de acciones o bonos convertibles en acciones*".

#### 3.3. Clase de Títulos y Derechos que incorporan

Los Títulos objeto del presente Prospecto de Información son Bonos y Papeles Comerciales a la orden y libremente negociables en el Mercado Público de Valores.

Los Inversionistas de los Títulos que se emitan tendrán derecho a recibir los intereses y el capital invertido en las condiciones establecidas en el Aviso de Oferta Pública respectivo.

Los Títulos serán emitidos en forma Desmaterializada y las Emisiones estarán evidenciadas en un Macrotítulo, por cada tipo de Título que se emita (Bonos o Papeles Comerciales), custodiado por DECEVAL. No se expedirán títulos físicos individuales.

El Programa consta de varias Emisiones con diferentes Fechas de Emisión y diferentes Plazos de Colocación.

#### **3.4. Inscripción de los Títulos objeto del Programa**

Los Bonos y Papeles Comerciales estarán inscritos en la Bolsa de Valores de Colombia S.A. y en el Registro Nacional de Valores y Emisores (RNVE) de la Superintendencia Financiera de Colombia.

#### **3.5. Régimen Jurídico**

El Programa se realizará de acuerdo con las normas sobre emisión y colocación de Bonos y Papeles Comerciales, la Oferta Pública de Valores y las demás normas que resulten aplicables al Programa de Emisión y Colocación de Bonos y Papeles Comerciales de ECOPETROL contenidas en el Decreto 2555 y demás normas que lo adicionen, modifiquen y/o complementen, lo establecido en el Reglamento y en el presente Prospecto, así como en cualquier otra norma del derecho colombiano que le sea aplicable. Estas normas se presumirán conocidas y aceptadas expresamente por todos los Inversionistas de los Títulos quienes reconocen la obligatoriedad del régimen jurídico aplicable y de las disposiciones contenidas en todos los documentos del Programa dentro de los que se incluyen el Prospecto, el Reglamento y los Avisos de Oferta respectivos.

#### **3.6. Jurisdicción**

Cualquier conflicto relacionado con el Prospecto, el Reglamento y cualesquiera otros aspectos relacionados con el desarrollo y ejecución del Programa, se someterá exclusivamente a la jurisdicción de los jueces de la República de Colombia.

#### **3.7. Generalidades del Programa de Emisión y Colocación**

El Programa se desarrollará a partir de la colocación de Emisiones y Lotes, teniendo en cuenta las siguientes condiciones:

- Cada Emisión tiene una sola Fecha de Emisión y podrá ser ofrecida en uno o varios Lotes.
- Cada sub-serie de cada Emisión tiene condiciones financieras particulares, aplicables exclusivamente a la respectiva sub-serie de la correspondiente Emisión.
- El monto nominal de cada Emisión será determinado en el primer o único Aviso de Oferta Pública del primer o único Lote. Por otra parte, el monto nominal de cada Lote será determinado en el Aviso de Oferta Pública correspondiente.
- La Tasa Cupón para cada una de las sub-series de cada Emisión será la misma para cada uno de los Títulos que conforman una sub-serie en una Emisión.
- La colocación de los Títulos podrá realizarse gradualmente a través de una o varias Ofertas Públicas.
- La parte no ofertada de cada Emisión se acumulará al remanente del Cupo Global del Programa y podrá ser ofrecida en una o varias Emisiones.
- Una o más Emisiones podrán estar en proceso de colocación al mismo tiempo.
- El monto suscrito del Programa en ningún caso superará el Cupo Global del Programa.

#### **3.8. Ley de Circulación y Negociación Secundaria**

Los Títulos serán emitidos a la orden y en forma desmaterializada, razón por la cual la transferencia de su titularidad se hará mediante Anotaciones en Cuentas o subcuentas de depósito de los Tenedores en DECEVAL. Las enajenaciones y transferencias de los derechos individuales se harán mediante registros y sistemas electrónicos de datos, siguiendo el procedimiento establecido en el reglamento de operaciones de

DECEVAL, el cual se entiende aceptado por el Inversionista al momento de realizar la suscripción de los Títulos, el cual podrá ser consultado en la página web de DECEVAL en el siguiente vínculo: ([http://www.deceval.com.co/portal/page/portal/Home/Marco\\_Legal/Reglamentos/REGLAMENTO%20DE%20OPERACIONES%202011.pdf](http://www.deceval.com.co/portal/page/portal/Home/Marco_Legal/Reglamentos/REGLAMENTO%20DE%20OPERACIONES%202011.pdf))

Los Títulos serán de libre negociación en la Bolsa de Valores de Colombia y los Tenedores legítimos podrán negociarlos directamente o a través de ella. Las instrucciones para la transferencia de los Títulos ante DECEVAL deberán ser efectuadas por intermedio del Depositante Directo escogido por cada Tenedor de los Títulos, de conformidad con lo previsto en el reglamento de operaciones de dicha entidad. Los Títulos podrán ser negociados en el mercado secundario una vez hayan sido suscritos y totalmente pagados por parte del Inversionista inicial.

DECEVAL, actuando en calidad de Administrador de las Emisiones, al momento en que vaya a efectuar los registros o Anotaciones en Cuenta de depósito de los suscriptores de los Títulos, acreditará en la cuenta correspondiente los Títulos suscritos por el titular.

La clasificación, valoración y contabilización de los Títulos para los Tenedores de Valores que sean entidades sometidas a la inspección y vigilancia de la Superintendencia Financiera de Colombia se realizará de acuerdo con lo definido en el Capítulo 1 de la Circular Básica Contable y Financiera (Circular Externa 100 de 1995 de la Superintendencia Financiera de Colombia).

La clasificación, valoración y contabilización de los Títulos para los Tenedores de Valores que sean empresas del sector real se realizará de acuerdo con lo definido en el Decreto 2649 de 1993 (normas de contabilidad aplicables al sector real) y el Decreto 2650 de 1993 (Plan Único de Cuentas) o las normas que los modifiquen o los sustituyan.

*Se les advierte a los potenciales Inversionistas que la valoración no implica responsabilidad alguna por parte de la Superintendencia Financiera de Colombia en caso de adoptarse ni sobre el precio, bondad o negociabilidad de los títulos.*

### **3.9. Comisiones y Gastos**

Los Inversionistas no tendrán que pagar al Emisor comisiones ni gastos para la suscripción de los Títulos, siempre y cuando dichos Títulos sean adquiridos en la oferta primaria.

### **3.10. Medios a través de los cuales se dará a conocer información de interés para los Inversionistas**

La información relevante sobre el Programa y las Emisiones se pondrá a disposición de los interesados e Inversionistas en ECOPETROL, en su página web: ([www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)) y en el Registro Nacional de Valores y Emisores que administra la Superintendencia Financiera de Colombia. El Prospecto se pondrá a disposición de los interesados e Inversionistas en la página web de la Bolsa de Valores de Colombia S.A. ([www.bvc.com.co](http://www.bvc.com.co)).

De acuerdo con el artículo 5.2.4.1.5 del Decreto 2555 de 2010, ECOPETROL en su calidad de emisor de valores deberá divulgar, en forma veraz, clara, suficiente y oportuna al mercado, a través de la Superintendencia Financiera de Colombia, toda situación relacionada con ella o las Emisiones que habría sido tenida en cuenta por un experto prudente y diligente al comprar, vender o conservar los Títulos del Emisor o al momento de ejercer los derechos políticos inherentes a tales Títulos. Dicha información podrá ser consultada a través de la página web de la Superintendencia Financiera de Colombia: ([www.superfinanciera.gov.co](http://www.superfinanciera.gov.co)) en el ícono "Información Relevante".

La publicación de los Avisos de Oferta Pública respectivos se podrá realizar en cualquiera de los diarios: El Tiempo, La República, Portafolio o mediante publicación en cualquier otro diario de amplia y reconocida circulación nacional. En dichos Avisos de Oferta Pública se publicarán los avisos e informaciones que deban comunicarse a los Inversionistas.

### **3.11. Administrador del Programa y Agente de Pago**

En virtud de la Ley 27 de 1990 y del Decreto Reglamentario 437 de 1992, y sus modificaciones contenidas principalmente en la Ley 964 de 2005, el Decreto 2555 de 2010 y el Decreto 3960 de 2010 se crearon y regularon las sociedades administradoras de depósitos centralizados de valores, cuya función principal es recibir en depósito los títulos inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores, para su custodia y administración, eliminando el riesgo de su manejo físico, la custodia y administración de las Emisiones objeto del Programa.

El Depósito Centralizado de Valores de Colombia, DECEVAL S.A., domiciliado en Bogotá D.C., en la Av. Calle 26 No. 59 – 51 Torre 3 Oficina 501, realizará en su calidad de Administrador del Programa, la custodia y administración de los Títulos y realizará, en nombre del Emisor, los pagos a los Tenedores de Títulos por concepto de capital e intereses.

La custodia y administración de cada Emisión deberá realizarse conforme a lo establecido en las normas aplicables a los depósitos centralizados de valores en Colombia, al reglamento de operaciones de DECEVAL y a los términos y condiciones del Contrato de Depósito y Administración, suscrito con ECOPETROL. Mediante la suscripción de los Títulos, los tenedores de los Títulos aceptan a DECEVAL como custodio y Agente Administrador de los Títulos del Programa.

Todo Inversorista deberá ser o estar representado por un Depositante Directo que cuente con el servicio de administración de valores ante DECEVAL.

### **3.11.1. Derechos y Obligaciones del Administrador de las Emisiones**

DECEVAL realizará todas las actividades operativas derivadas del depósito de las Emisiones Desmaterializadas objeto del Programa, dentro de las cuales se incluyen, entre otras, los siguientes derechos, obligaciones y responsabilidades a su cargo:

#### **3.11.1.1. Derechos**

El Administrador de la Emisión tendrá derecho a recibir una remuneración por la administración de las Emisiones objeto del Programa en los términos pactados en el Contrato de Depósito.

#### **3.11.1.2. Obligaciones**

##### **3.11.1.2.1. Macrotítulo**

DECEVAL deberá registrar y administrar el Macrotítulo correspondiente a las Emisiones que se efectúen bajo el Programa, que comprende el registro contable de cada Emisión, la custodia, administración y control del Título Global o Macrotítulo correspondiente, lo cual incluye el control sobre el saldo circulante de la correspondiente Emisión, monto emitido, colocado, en circulación, cancelado, por colocar y anulado de los Títulos. El Macrotítulo así registrado respaldará el monto efectivamente colocado en base diaria. Para estos efectos, el Emisor se compromete a hacer entrega del Macrotítulo o Título Global a más tardar el Día Hábil anterior a la Fecha de Emisión de los Títulos.

Así mismo, el Emisor se compromete a informar a DECEVAL las colocaciones individuales y anulaciones que afecten el Macrotítulo.

##### **3.11.1.2.2. Registros y Anotaciones**

Las enajenaciones y transferencias de los derechos individuales se harán mediante registros y sistemas electrónicos de datos, siguiendo el procedimiento establecido en el reglamento de operaciones de DECEVAL, el cual se entiende aceptado por el Inversorista al momento de realizar la suscripción de los Títulos.

DECEVAL deberá registrar y anotar en cuenta la información sobre:

- a) La colocación individual de los derechos de cada Emisión objeto del Programa.
- b) Las enajenaciones y transferencias de los derechos individuales anotados en cuenta o subcuentas de depósito. Para el registro de las enajenaciones de derechos en depósito, se

seguirá el procedimiento establecido en el reglamento de operaciones de DECEVAL, el cual podrá ser consultado en la página web de DECEVAL en el siguiente vínculo: ([http://www.deceval.com.co/portal/page/portal/Home/Marco\\_Legal/Reglamentos/REGLAMENTO%20DE%20OPERACIONES%202011.pdf](http://www.deceval.com.co/portal/page/portal/Home/Marco_Legal/Reglamentos/REGLAMENTO%20DE%20OPERACIONES%202011.pdf)).

- c) La anulación de los derechos de los Títulos de acuerdo con las órdenes que imparta el Emisor, en los términos establecidos en el reglamento de operaciones de DECEVAL.
- d) Las órdenes de expedición de los derechos anotados en cuentas o subcuentas de depósito.
- e) Las pignoraciones y gravámenes que afecten los Títulos, incluyendo las medidas cautelares sobre los derechos anotados en cuenta o subcuentas de depósito, de conformidad con la Ley 27 de 1990 y el Decreto 2555 de 2010, para lo cual el titular o titulares de los derechos seguirán el procedimiento establecido en el reglamento de operaciones de DECEVAL. Cuando la información sobre enajenaciones o gravámenes provenga del Inversionista o de autoridad competente, DECEVAL tendrá la obligación de informar al Emisor dentro del Día Hábil siguiente tal circunstancia, por tratarse de valores a la orden.
- f) El saldo en circulación bajo el mecanismo de Anotación en Cuenta.
- g) El traspaso de los derechos anotados en cuentas y subcuentas de depósito, cuando el titular, a través del Depositante Directo intermediario o el Depositante Directo beneficiario, así lo solicite.

#### **3.11.1.2.3. Cobranza y Pago**

El pago de los derechos patrimoniales para los Depositantes Directos sin servicio de administración de valores se realizará conforme al reglamento de operaciones de DECEVAL.

DECEVAL deberá cobrar al Emisor, los derechos patrimoniales que estén representados por Anotaciones en Cuenta a favor de los respectivos beneficiarios cuando estos sean depositantes directos con servicio de administración de valores o estén representados por uno de ellos, siguiendo el procedimiento que se describe a continuación:

- a) DECEVAL deberá realizar los cálculos correspondientes a los pagos de intereses y capital según lo establecido en este Prospecto.
- b) DECEVAL presentará dos liquidaciones: una previa y una definitiva. La preliquidación de las sumas que deben ser giradas por el Emisor se presentará a ECOPETROL dentro del término de cinco (5) Días Hábiles anteriores a la fecha en que debe hacerse el giro correspondiente. Esta deberá sustentarse indicando el saldo de la Emisión respectiva que circula en forma Desmaterializada y la Periodicidad de Pago de los Intereses.
- c) ECOPETROL verificará la preliquidación elaborada por DECEVAL y acordará con ésta los ajustes correspondientes en caso de presentarse discrepancias. Para realizar los ajustes, tanto DECEVAL como el Emisor se remitirán a las características de la Emisión respectiva tal como se encuentran establecidas en este Prospecto, en el Aviso de Oferta Pública, en el Reglamento de Emisión y Colocación y en el Contrato de Depósito y Administración celebrado entre ECOPETROL y DECEVAL.
- d) Posteriormente, DECEVAL presentará a ECOPETROL, dentro de los dos (2) Días Hábiles anteriores al pago, una liquidación definitiva sobre los Títulos emitidos bajo la Emisión respectiva en depósito, administrados a su cargo.
- e) ECOPETROL sólo abonará en la cuenta de DECEVAL los derechos patrimoniales correspondientes de los Inversionistas que, siendo Depositantes Directos o vinculados a uno de ellos, cuenten con el servicio de administración de valores. Para el efecto, ECOPETROL enviará a DECEVAL una copia de la liquidación definitiva de los abonos realizados a los respectivos beneficiarios, después de descontar a los montos

correspondientes la retención en la fuente que proceda para cada uno y consignará mediante transferencia electrónica de fondos el valor de la liquidación a la cuenta designada por DECEVAL, según las reglas previstas en el Reglamento de Emisión y Colocación y el respectivo Aviso de Oferta Pública para el pago de intereses y capital. Los pagos deberán efectuarse el día del vencimiento a más tardar a las 12:00 p.m. Una vez efectuada dicha transferencia de fondos en forma completa y en la fecha indicada, DECEVAL pagará válidamente por cuenta del Emisor a los depositantes directos o indirectos.

- f) En caso de que las sumas abonadas por el Emisor sean menores a la suma total adeudada a los Tenedores de los Títulos durante la correspondiente fecha de pago, DECEVAL procederá a distribuir a los Tenedores de los Títulos la suma abonada por el Emisor, en forma proporcional a los derechos patrimoniales de los Tenedores de los Títulos según figuren en las Anotaciones en Cuenta mantenidas por DECEVAL.
- g) DECEVAL informará a los suscriptores y a los entes de control al Día Hábil siguiente al vencimiento del pago de los derechos patrimoniales, el incumplimiento del pago de los respectivos derechos, cuandoquiera que ECOPETROL no provea los recursos, con el fin de que éstos ejerciten las acciones a que haya lugar.
- h) DECEVAL, no asumirá ninguna responsabilidad por ECOPETROL, cuando éste no provea los recursos para el pago oportuno de los vencimientos, ni por las omisiones o errores en la información que éste o los depositantes directos le suministren, derivados de las órdenes de expedición, suscripción, transferencias, gravámenes o embargos de los derechos incorporados.

#### **3.11.1.2.4. Informes Mensuales**

Remitir, mientras se encuentren vigentes una o varias Emisiones, informes mensuales a ECOPETROL dentro de los cinco (5) Días Hábiles siguientes al cierre del mes según lo establecido en el Contrato de Depósito y Administración celebrado entre ECOPETROL y DECEVAL.

#### **3.11.1.2.5. Actualización Macrotítulo**

Actualizar el monto de cada uno de los Macrotítulos, por encargo de ECOPETROL, a partir de las operaciones de expedición, cancelación al vencimiento, anulaciones y retiros de valores de DECEVAL, para lo cual DECEVAL tendrá amplias facultades.

### **3.12. Desmaterialización Total de las Emisiones**

La totalidad de las Emisiones objeto del Programa se adelantarán en forma Desmaterializada, razón por la cual, los Inversionistas de los Títulos renuncian a la posibilidad de materializar los Títulos emitidos.

Se entiende por Emisión Desmaterializada, la suscripción de los Títulos que han sido colocados en el mercado primario o transados en el mercado secundario, y representados en un Macrotítulo o Título Global, que comprende un conjunto de derechos anotados en cuenta en un número determinado de Títulos de determinado Valor Nominal y su colocación se realiza a partir de Anotaciones en Cuenta.

Para los Bonos y Papeles Comerciales objeto del Programa no habrá reposición, fraccionamiento o englobe ya que estos Títulos son desmaterializados.

Toda vez que los Títulos circularán de forma Desmaterializada, en vez de títulos físicos, DECEVAL entregará una constancia de depósito de los Títulos a nombre del suscriptor.

### **3.13. Decisión de Inversión**

**LA DECISIÓN DE PRESENTAR O NO ACEPTACIÓN A UNA OFERTA DE TÍTULOS QUE HACEN PARTE DEL PROGRAMA SERÁ UNA DECISIÓN LIBRE E INDEPENDIENTE DE LOS INVERSIONISTAS, BASADA EN SUS PROPIOS ANÁLISIS, INVESTIGACIONES, EXÁMENES, INSPECCIONES, Y NO EN DOCUMENTO, MATERIAL O INFORMACIÓN**

**ALGUNA, O EN COMENTARIO O SUGERENCIA ALGUNA, PROVENIENTES DEL GOBIERNO NACIONAL, ECOPETROL O DE CUALQUIERA DE SUS REPRESENTANTES, ADMINISTRADORES, FUNCIONARIOS, INTEGRANTES O ASESORES.**

**IGUALMENTE, LOS INVERSIONISTAS ENTIENDEN Y ACEPTAN QUE LA INVERSIÓN EN LOS TÍTULOS QUE HACEN PARTE DEL PROGRAMA, Y EN GENERAL LA INVERSIÓN EN VALORES INSCRITOS EN LA BOLSA DE VALORES DE COLOMBIA, CONLLEVA INCURRIR EN CIERTOS COSTOS Y GASTOS, TODOS LOS CUALES DEBERÁN SER ASUMIDOS POR LOS INVERSIONISTAS.**

**ECOPETROL NO SERÁ RESPONSABLE POR EL PAGO DE NINGUNO DE LOS COSTOS O GASTOS EN QUE TENGA QUE INCURRIR UN INVERSIONISTA COMO CONSECUENCIA DE LA INVERSIÓN EN LOS TÍTULOS QUE HACEN PARTE DEL PROGRAMA.**

### **3.14. Declaraciones**

Los Inversionistas que decidan adquirir Títulos en desarrollo del Programa de Emisión y Colocación, declaran que:

(i) La información que suministren con ocasión de su participación en el Programa es veraz y corresponde a la realidad, puede ser verificada en cualquier medio y autorizan la inclusión y consulta de bases de datos que para el efecto se constituyan o existan. Igualmente, autorizan a trasladar la información que se posea de ellos en el Depositante Directo a DECEVAL.

(ii) Conocen y aceptan los términos y condiciones establecidos en el Aviso de Oferta Pública correspondiente, el Reglamento y en el Prospecto, y se obligan a cumplir con los términos allí establecidos.

(iii) El presente Prospecto fue puesto a su disposición, lo han estudiado y aceptan que es su responsabilidad hacer todas las investigaciones y averiguaciones que consideren necesarias para evaluar la compra de los Títulos que hacen parte del Programa y, en consecuencia, han tomado la decisión de comprar los Títulos de manera autónoma y con pleno conocimiento de causa.

(iv) Conocen y aceptan las condiciones financieras de los Títulos, las condiciones de colocación de los Títulos, la modalidad de pago de intereses, los mecanismos de adjudicación, colocación y subasta y en general, todas las características del Programa descritas en el presente Prospecto, el Reglamento de Emisión y Colocación y el Aviso de Oferta Pública correspondiente.

(v) Conocen y aceptan que los Títulos que hacen parte del Programa son desmaterializados, que no existirán títulos físicos y expresamente renuncian a cualquier derecho a solicitar la materialización o expedición de títulos físicos. Igualmente aceptan que DECEVAL sea quien administre y custodie el manejo de Títulos y, por lo tanto, aceptan que DECEVAL realice todas las operaciones necesarias para la administración y custodia de los Títulos.

(vi) Conocen y aceptan que la inversión en los Títulos que hacen parte del Programa implica el cumplimiento con las reglas propias que regulan el mercado público de valores colombiano, reglas que incluyen la necesidad de designar y contratar un Depositante Directo para cualquier transacción sobre los Títulos. En consecuencia, conocen y aceptan que serán los únicos responsables por el pago de todos los costos y gastos que cobren las entidades que tengan dicha calidad.

### **3.15. Obligaciones del Emisor**

Los Títulos objeto del Programa son obligaciones generales de ECOPETROL, que no cuentan con ningún privilegio o prelación legal y que, en el evento de una liquidación de ECOPETROL serán consideradas obligaciones respecto de acreedores quirografarios.

Entre las obligaciones del Emisor están:

- a) Remitir a la Superintendencia Financiera de Colombia la información requerida sobre cada una de las Emisiones.

- b) Presentar ante la Superintendencia Financiera de Colombia, de manera previa a la realización de las Ofertas Públicas, los documentos necesarios para el Registro Nacional de Valores y Emisores, de acuerdo con lo previsto en el Decreto 2555, y las demás normas que lo modifiquen, sustituyan y adicionen.
- c) Realizar oportunamente el pago de capital e intereses de los Títulos a los Tenedores de los Títulos, de conformidad con lo establecido en el Prospecto y el respectivo Aviso de Oferta Pública.
- d) Cumplir con todos los deberes de información y demás obligaciones que se derivan de la inscripción de los Títulos en el Registro Nacional de Valores y Emisores.
- e) Verificar que los Títulos se encuentren registrados en el Registro Nacional de Valores y Emisores, de acuerdo con lo previsto en el artículo 5.2.1.1.3 y siguientes del Decreto 2555.
- f) Cumplir con las obligaciones contempladas en el presente Prospecto y las emanadas del Decreto 2555 y sus normas complementarias.
- g) Suministrar al Representante Legal de Tenedores de Bonos la información que éste requiera para el desempeño de sus funciones y para permitirle inspeccionar en la medida que sea necesario para el mismo fin, sus libros, documentos y demás bienes, y así mismo suministrar la referida información a los Tenedores de Bonos cuando éstos la soliciten, de acuerdo con lo establecido en el presente Prospecto.
- h) Pagar la remuneración al Representante Legal de Tenedores de Bonos y a DECEVAL.
- i) Cumplir con las obligaciones asumidas en virtud del Contrato de Depósito, entre ellas la de entregar para su depósito los Macrotítulos respectivos en la cuantía necesaria para atender la expedición mediante el sistema de Anotaciones en Cuenta a los suscriptores que adhieran, y las demás obligaciones que se establezcan en tal contrato.
- j) Responder con su patrimonio, como prenda general, para el cumplimiento de los compromisos adquiridos en razón de las Emisiones de los Títulos.
- k) Sufragar los gastos que ocasionen la convocatoria y el funcionamiento de la Asamblea de Tenedores de Bonos, cuando a ello hubiere lugar.

### **3.16. Características generales de los Títulos**

Los siguientes son los términos y condiciones que se aplicarán a los Títulos, los cuales se especificarán de acuerdo con lo establecido en cada Aviso de Oferta Pública correspondiente.

#### **3.16.1. Bonos**

##### **3.16.1.1. Derechos que incorporan**

Los Inversionistas de los Bonos que se emitan tendrán el derecho a recibir los intereses y el capital invertido en las condiciones establecidas en este Prospecto y en el respectivo Aviso de Oferta Pública.

##### **3.16.1.2. Definición de las Fechas de Suscripción, Expedición, Emisión y Vencimiento**

###### Fecha de Suscripción:

Corresponde a la fecha en que sea colocado y pagado íntegramente cada Bono.

###### Fecha de Expedición:

Es la fecha en la cual se registra la Anotación en Cuenta ya sea por suscripción original o por transferencia electrónica de los Bonos teniendo en cuenta que la totalidad de cada Emisión es Desmaterializada.

Fecha de Emisión:

Será el Día Hábil siguiente a la fecha en que se publique el primer Aviso de Oferta Pública del primer Lote de cada una de las Emisiones objeto del Programa, en el que sean ofrecidos los Bonos. En el evento en que se publique el primer Aviso de Oferta y la subasta de los mismos se declare desierta, se entenderá que no ha ocurrido la Fecha de Emisión de los Bonos. Posterior a este evento, se tomará como Fecha de Emisión el primer Día Hábil siguiente a la publicación del primer Aviso de Oferta Pública conforme al cual efectivamente sean adjudicados los Bonos.

Fecha de Vencimiento:

La fecha en la cual se cumpla el plazo de los Bonos de cada Emisión, contados a partir de la Fecha de Emisión respectiva.

**3.16.1.3. Régimen fiscal aplicable a los Bonos**

Los rendimientos financieros de los Bonos se someterán a la retención en la fuente, de acuerdo con las normas tributarias vigentes y los conceptos de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales -DIAN-. Para estos efectos, cuando el Bono sea expedido a nombre de dos (2) o más beneficiarios, estos indicarán la participación individual en los derechos de los Bonos; así mismo si a ello hubiese lugar, acreditarán que no están sujetos a la retención en la fuente.

El pago de la retención en la fuente ante la DIAN y la expedición de los certificados correspondientes estarán a cargo del Emisor.

Para efectos del gravamen a los movimientos financieros, se deberá tener en cuenta que de acuerdo con el numeral 7 del artículo 879 del Estatuto Tributario, se encuentran exentos de este gravamen los desembolsos o pagos, según corresponda, mediante abono a la cuenta corriente o de ahorros o mediante la expedición de cheques con cruce y negociabilidad restringida, derivados de las operaciones de compensación y liquidación que se realicen a través de sistemas de compensación y liquidación administradas por entidades autorizadas para tal fin respecto a operaciones que se realicen en el mercado de valores, derivados, divisas o en las bolsas de productos agropecuarios o de otros *commodities*, incluidas las garantías entregadas por cuenta de participantes y los pagos correspondientes a la administración de valores en los depósitos centralizados de valores siempre y cuando el pago se efectúe al cliente, comitente, fideicomitente, mandante.

De acuerdo con el numeral 6 del Artículo 530 del Estatuto Tributario, y sujeto a las normas que lo modifiquen, deroguen o sustituyan, se encuentran exentos de impuesto de timbre los Bonos y los Papeles Comerciales.

En el evento en que surjan nuevos impuestos y le sean aplicables a los Bonos en fecha posterior a su colocación, correrán a cargo de los tenedores de los mismos.

**3.16.1.4. Derechos de los Tenedores de Bonos**

Además de los derechos que les corresponden como acreedores del Emisor de los Bonos, tienen los siguientes:

- a) Percibir los intereses y el reembolso del capital conforme a los términos estipulados en este Prospecto y en el Aviso de Oferta Pública correspondiente.
- b) Participar en la Asamblea General de Tenedores de Bonos, por sí o por medio del representante, y votar en ella. De acuerdo con el artículo 6.4.1.1.18 del Decreto 2555, la convocatoria para la Asamblea se hará mediante un aviso publicado en un diario de circulación nacional. El aviso de convocatoria deberá: (i) hacerse con no menos de cinco (5) Días Hábiles de anticipación a la reunión, (ii) especificar si se trata de una reunión de primera, segunda o tercera convocatoria, (iii) establecer el lugar, la fecha, la hora y el orden del día de la asamblea, y (iv) incluir cualquier otra información o advertencia que exija el Decreto 2555 y en las demás normas que las modifiquen o sustituyan en lo referente al quórum para deliberar, votos de los tenedores, mayorías decisorias y demás aspectos de la Asamblea General de Tenedores de Bonos.

- c) Los Tenedores de Bonos pueden solicitar la asistencia del Representante Legal de Tenedores de Bonos en todo lo que concierne a su interés común o colectivo.
- d) El Emisor o un grupo de Tenedores de Bonos que representen por lo menos el diez por ciento (10%) del valor de los Bonos en circulación, según lo establecido en el Decreto 2555, podrá exigirle al Representante Legal de Tenedores de Bonos que convoque a la Asamblea General de Tenedores de Bonos. De igual forma, podrán acudir a la Superintendencia Financiera para que, en caso de que el Representante Legal de Tenedores de Bonos no lo haga, la Asamblea General de Tenedores de Bonos sea convocada por la Superintendencia Financiera. Igualmente la Superintendencia Financiera de Colombia podrá convocar a la Asamblea General de Tenedores de Bonos u ordenar al Representante Legal de Tenedores de Bonos que lo haga, cuando existan hechos graves que deban ser conocidos por los Tenedores de Bonos y que puedan determinar que se le impartan instrucciones al Representante Legal de Tenedores de Bonos o que se revoque su nombramiento.
- e) De conformidad con el artículo 6.4.1.1.16 del Decreto 2555, los Tenedores de Bonos podrán ejercer individualmente las acciones que les correspondan siempre y cuando no contradigan las decisiones de la Asamblea General de Tenedores de Bonos o que no hayan sido instauradas por el Representante Legal de Tenedores de Bonos.
- f) Consultar en las oficinas del Representante Legal de Tenedores de Bonos, por el término que sea necesario hasta que las Emisiones de Bonos hayan sido amortizadas en su totalidad, de acuerdo con lo establecido en la cláusula Sexta del Contrato de Representación Legal de Tenedores de Bonos, los siguientes documentos: i) Estados financieros del Emisor (balance general, estado de ganancias y pérdidas y flujo de caja) no auditados a marzo, junio y septiembre de cada año. ii) Estados Financieros del Emisor (balance general, estado de ganancias y pérdidas y flujo de caja) auditados a treinta y uno (31) de diciembre de cada año.
- g) Cualquier información que deba comunicarse a los Tenedores de Bonos se publicará mediante avisos en los diarios El Tiempo y/o La República y/o Portafolio, o en cualquier otro medio de difusión masiva.

#### **3.16.1.5. Obligaciones de los Tenedores de Bonos**

Además de las obligaciones que les corresponden como acreedores del Emisor de los Bonos, tienen las siguientes:

- a) Manifestar su intención de suscribir los Bonos dentro del término señalado para el efecto.
- b) Pagar íntegramente el valor de la suscripción en la oportunidad establecida en el Aviso de la Oferta Pública.
- c) Proporcionar oportunamente y con anterioridad al momento de la suscripción de los Bonos la información que el Agente Líder Colocador y/o el(los) Agente(s) Colocador(es) le requieran en desarrollo de sus obligaciones de conocimiento adecuado del cliente.
- d) Avisar oportunamente al Administrador de las Emisiones cualquier enajenación, gravamen o limitación al dominio que pueda pesar sobre los Bonos adquiridos.
- e) Pagar los impuestos, tasas, contribuciones y retenciones existentes o que se establezcan en el futuro sobre el capital, los intereses o el rendimiento de los Bonos, importe que debe ser pagado en la forma legalmente establecida.
- f) Ser o estar representado por un Depositante Directo que cuente con el servicio de administración de valores ante DECEVAL.

- g) El Inversionista se hace responsable, para todos los efectos legales, por la veracidad e integridad de las informaciones que suministre al Emisor, a los Agentes Colocadores o al Administrador del Programa, para la administración del Título. Es deber de los Inversionistas obrar de buena fe y cumplir con los requisitos exigidos en el Prospecto, el Reglamento de Emisión y Colocación y los respectivos Avisos de Oferta Pública, so pena de las acciones legales que pueda ejercer el Emisor en contra de los Inversionistas que incumplan estas disposiciones.
- h) Proporcionar la información necesaria para conocer si es sujeto de retención en la fuente o no.
- i) Proporcionar la participación individual de cada beneficiario en caso de que el Bono pertenezca a dos o más beneficiarios.
- j) Los demás que emanen del presente Prospecto, el Aviso de Oferta Pública correspondiente o de la Ley.

#### **3.16.1.6. Condiciones especiales para la realización de Asambleas de Tenedores de Bonos**

La realización de las Asambleas Generales de Tenedores se registrará por las normas legales establecidas para el efecto y por las instrucciones que impartiére la Superintendencia Financiera de Colombia. La convocatoria para las Asambleas Generales de Tenedores se hará con cinco (5) Días Hábiles de anticipación a la reunión, informando a los Tenedores de Bonos si se trata de una reunión de primera, segunda o tercera convocatoria, el lugar, la fecha, la hora y el orden del día de la Asamblea General de Tenedores y cualquier otra información o advertencia a que haya lugar de acuerdo con lo previsto en el Decreto 2555. En todo lo demás, las normas aplicables para la celebración de dichas asambleas serán las previstas por el referido Decreto 2555, la Circular Externa No. 12 de 1998 de la Superintendencia Financiera y las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, así como las previstas en el presente Prospecto.

La Asamblea General de Tenedores de Bonos se reunirá en la ciudad de Bogotá D.C. En dicho aviso de convocatoria se deberá indicar la fecha, hora y lugar exacto de dicha reunión.

#### **3.16.1.7. Representante Legal de los Tenedores de Bonos**

Actuará como Representante Legal de los Tenedores de Bonos, Helm Fiduciaria S.A., entidad debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia para operar, con domicilio principal en la Carrera 7 No. 27-18, Piso 19 en la ciudad de Bogotá D.C. todo lo cual acredita con el Certificado de Existencia y Representación Legal expedido por la Superintendencia Financiera de Colombia. Para tal efecto, el Representante Legal de los Tenedores de Bonos manifiesta y declara contractualmente que no se encuentra inhabilitado para desarrollar sus funciones de conformidad con el contrato suscrito con ECOPETROL y en los términos del artículo 6.4.1.1.5 del Decreto 2555.

#### **3.16.1.8. Obligaciones y Facultades del Representante Legal de Tenedores de Bonos**

Serán obligaciones y facultades del Representante Legal de los Tenedores de Bonos las siguientes, de conformidad con lo establecido en el artículo 6.4.1.1.9 del Decreto 2555:

- a) Realizar todos los actos de administración y conservación que sean necesarios para el ejercicio de los derechos y la defensa de los intereses comunes de los Tenedores de Bonos, lo cual supone un seguimiento estricto al cumplimiento de las obligaciones derivadas de cada una de las Emisiones.
- b) Llevar a cabo los actos de disposición para los cuales le faculte la Asamblea de Tenedores de Bonos en los términos legales.
- c) Actuar en nombre de los Tenedores de Bonos en los procesos judiciales y en los que que se adelanten como consecuencia de la adopción de cualquier instituto de salvamento, toma de posesión de los bienes y haberes y negocios o cualquier tipo de intervención administrativa de que sea objeto ECOPETROL. Para tal efecto el Representante Legal de los Tenedores de Bonos deberá hacerse parte en el respectivo

- proceso dentro del término legal, para lo cual acompañará a su solicitud como prueba del crédito, copia auténtica del contrato de representación legal de tenedores de bonos y una constancia, con base en los registros que reciba de DECEVAL, sobre el monto insoluto del empréstito y sus intereses y cualquier otro documento que conforme a la ley sea necesario para acreditar su personería.
- d) Representar a los Tenedores de Bonos en todo lo concerniente a su interés común o colectivo.
  - e) Intervenir con voz pero sin voto en todas las reuniones de la Asamblea General de Accionistas de ECOPETROL.
  - f) Llevar el libro de actas de la Asamblea General de Tenedores de Bonos.
  - g) Convocar y presidir la Asamblea de Tenedores Bonos, en los casos previstos en la ley, en el Decreto 2555 o cualquier otra norma que la complemente o modifique.
  - h) Convocar a la Asamblea General de Tenedores de Bonos cuando lo considere conveniente y/o lo solicite el Emisor o un número plural de Tenedores de Bonos que representen no menos del diez por ciento (10%) de los Bonos en circulación. En caso de renuncia del Representante para efectuar dicha convocatoria, los mismos podrán solicitar a la Superintendencia Financiera de Colombia que efectúe la convocatoria.
  - i) Convocar a la Asamblea General de Tenedores de Bonos, para que decida sobre su reemplazo, cuando en el curso de una Emisión se encuentre en una situación que lo inhabilite para continuar actuando como su representante. De acuerdo con el artículo 6.4.1.1.18 del Decreto 2555, la convocatoria para la Asamblea General de Tenedores de Bonos se hará mediante un aviso publicado en un diario de circulación nacional. El aviso de convocatoria deberá: (i) hacerse con no menos de cinco (5) días hábiles de anticipación a la reunión, (ii) especificar si se trata de una reunión de primera, segunda o tercera convocatoria, (iii) establecer el lugar, la fecha, la hora y el orden del día de la asamblea, y (iv) incluir cualquier otra información o advertencia que exija el Decreto 2555 y en las demás normas que las modifiquen o sustituyan en lo referente al quórum para deliberar, votos de los tenedores, mayorías decisorias y demás aspectos de la Asamblea General de Tenedores de Bonos.
  - j) Solicitar a la Superintendencia Financiera de Colombia los informes que considere necesarios, así como las revisiones indispensables de los libros y demás documentos de ECOPETROL, observando para ello la reserva prescrita por la Ley.
  - k) Informar a los Tenedores de Bonos y a la Superintendencia Financiera de Colombia, a la mayor brevedad posible y por medios idóneos, cualquier incumplimiento de las obligaciones del Emisor bajo los Bonos o sobre la existencia de circunstancias que originen el temor razonable de que se pueda efectivamente llegar a dicho incumplimiento, así como de cualquier hecho que afecte o razonablemente pueda afectar de forma significativa la situación financiera y/o legal del Emisor.
  - l) Guardar reserva sobre el contenido de los informes, de los hechos y de las circunstancias que conozca de ECOPETROL absteniéndose de revelar o divulgar las circunstancias, datos o detalles que hubiere conocido sobre los negocios de éste.
  - m) Dirigirse a la Superintendencia Financiera de Colombia a fin de que ésta, si así lo estima conveniente, exija al Emisor la constitución de garantías especiales y la adopción de medidas de conservación y seguridad de los bienes gravados con las mismas.
  - n) Denunciar ante las autoridades competentes las irregularidades que puedan comprometer la seguridad o los intereses de los Tenedores de Bonos.
  - o) Percibir los honorarios por su servicio.
  - p) Cumplir oportunamente con sus obligaciones de remisión de información a la Superintendencia Financiera de Colombia.
  - q) Responder a las solicitudes formuladas por ECOPETROL, en ejercicio del derecho consagrado en el contrato de representación legal de tenedores de bonos, en un término máximo de cinco (5) días hábiles, contados a partir del recibo de la comunicación.
  - r) Las demás funciones que se deriven del Prospecto, de la ley y aquellas que le asigne la Asamblea General de Tenedores de Bonos, de conformidad con el artículo 6.4.1.1.9 del Decreto 2555.

Conforme a lo dispuesto en el Artículo 6.4.1.1.37 del Decreto 2555, el Representante de los Tenedores de Bonos responderá hasta por la culpa leve.

### **3.16.1.9. Eventos de Incumplimiento y Vencimiento Anticipado del Plazo**

Se entenderá que el Emisor ha incurrido en incumplimiento de sus obligaciones bajo los Bonos en los siguientes eventos:

- a. Cuando exista incumplimiento por parte del Emisor en el pago oportuno de capital de alguna o algunas de las series de los Bonos.
- b. Cuando exista incumplimiento por parte del Emisor en el pago de intereses bajo los Bonos.
- c. Cuando la información suministrada por el Emisor que haya sido determinante para la colocación de los Bonos, resulte sustancialmente incorrecta, falsa o tergiversada en la fecha en que fue suministrada.
- d. En un evento de liquidación del Emisor.

De ocurrir alguno de los eventos antes descritos, el plazo pendiente para el pago de los Bonos podrá ser acelerado y declarado como plazo vencido. El Representante Legal de Tenedores convocará a la Asamblea de Tenedores de Bonos una vez ocurra un evento de incumplimiento de las obligaciones del Emisor bajo los Bonos para que tome las decisiones a las que haya lugar, para lo cual se deberá contar con las mayorías establecidas en el artículo 6.4.1.1.22 del Decreto 2555.

En el evento de la declaratoria de vencimiento anticipado de los Bonos, los tenedores tendrán derecho a el capital insoluto de los Bonos, los intereses remuneratorios y los intereses moratorios causados hasta la fecha efectiva del pago.

### **3.16.2. Papeles Comerciales**

#### **3.16.2.1. Derechos que incorporan**

Los titulares de los Papeles Comerciales tienen el derecho de percibir los intereses y el reembolso de su capital, todo de conformidad con los términos estipulados en este Prospecto y en el respectivo Aviso de Oferta Pública.

#### **3.16.2.2. Definición de las Fechas de Suscripción, Expedición, Emisión y Vencimiento**

##### Fecha de Suscripción:

Corresponde a la fecha en que sea colocado y pagado íntegramente cada Papel Comercial.

##### Fecha de Expedición:

Es la fecha en la cual se registra la Anotación en Cuenta ya sea por suscripción original o por transferencia electrónica de los Papeles Comerciales, teniendo en cuenta que la totalidad de cada Emisión es Desmaterializada.

##### Fecha de Emisión:

Será el Día Hábil siguiente a la fecha en que se publique el primer Aviso de Oferta Pública del primer Lote de cada una de las Emisiones objeto del Programa, en el que sean ofrecidos los Papeles Comerciales. En el evento en que se publique el primer Aviso de Oferta y la subasta de los mismos se declare desierta, se entenderá que no ha ocurrido la Fecha de Emisión de los Papeles Comerciales. Posterior a este evento, se tomará como Fecha de Emisión el primer Día Hábil siguiente a la publicación del primer Aviso de Oferta Pública conforme al cual efectivamente sean adjudicados los Papeles Comerciales.

##### Fecha de Vencimiento:

La fecha en la cual se cumpla el plazo de los Papeles Comerciales, contados a partir de la Fecha de Suscripción respectiva.

#### **3.16.2.3. Régimen fiscal aplicable a los Papeles Comerciales**

Los rendimientos financieros de los Papeles Comerciales se someterán a la retención en la fuente, de acuerdo con las normas tributarias vigentes y los conceptos de la Dirección de Impuestos y Aduanas

Nacionales – DIAN-. Para estos efectos, cuando el Papel Comercial sea expedido a nombre de dos (2) o más beneficiarios, estos indicarán la participación individual en los derechos de los títulos; así mismo si a ello hubiese lugar, acreditarán que no están sujetos a la retención en la fuente.

El pago de la retención en la fuente ante la DIAN y la expedición de los certificados correspondientes estarán a cargo del Emisor.

Para efectos del gravamen a los movimientos financieros, se deberá tener en cuenta que de acuerdo con el numeral 7 del artículo 879 del Estatuto Tributario, se encuentran exentos de este gravamen los desembolsos o pagos, según corresponda, mediante abono a la cuenta corriente o de ahorros o mediante la expedición de cheques con cruce y negociabilidad restringida, derivados de las operaciones de compensación y liquidación que se realicen a través de sistemas de compensación y liquidación administradas por entidades autorizadas para tal fin respecto a operaciones que se realicen en el mercado de valores, derivados, divisas o en las bolsas de productos agropecuarios o de otros *commodities*, incluidas las garantías entregadas por cuenta de participantes y los pagos correspondientes a la administración de valores en los depósitos centralizados de valores siempre y cuando el pago se efectúe al cliente, comitente, fideicomitente, mandante.

De acuerdo con el numeral 6 del Artículo 530 del Estatuto Tributario, se encuentran exentos de impuesto de timbre los Papeles Comerciales.

En el evento en que surjan nuevos impuestos y le sean aplicables a los títulos en fecha posterior a su colocación, correrán a cargo de los tenedores de los mismos.

#### **3.16.2.4. Derechos de los Tenedores de Papeles Comerciales**

Además de los derechos que les corresponden como acreedores del Emisor de los Papeles Comerciales, tienen los siguientes:

- a) Percibir los intereses y el reembolso del capital conforme a los términos estipulados en este Prospecto y en el Aviso de Oferta Pública correspondiente.
- b) El traspaso electrónico de los Papeles Comerciales conlleva para el adquirente la facultad de ejercer el derecho al pago de capital y los intereses en los términos ofrecidos al suscriptor inicial.
- c) Cualquier información que deba comunicarse a los tenedores de Papeles Comerciales se publicará mediante avisos en los diarios El Tiempo y/o La República y/o Portafolio, o en cualquier otro medio de difusión masiva.
- d) Lo demás que emanen de este Prospecto, en especial aquellos derechos de los Tenedores de Bonos que le sean aplicables bajo el numeral 3.12.1.4, o de la ley.

Los titulares de los Papeles Comerciales podrán en forma conjunta o individual ejercer sus derechos.

#### **3.16.2.5. Obligaciones de los Tenedores de los Papeles Comerciales**

Además de las obligaciones que les corresponden como acreedores del Emisor de los Papeles Comerciales, tienen las siguientes:

- a) Manifestar su intención de suscribir los Papeles Comerciales dentro del término señalado para el efecto.
- b) Pagar íntegramente el valor de la suscripción en la oportunidad establecida en el Aviso de la Oferta Pública correspondiente.
- c) Proporcionar oportunamente y con anterioridad al momento de la suscripción de los Papeles Comerciales la información que el Agente Líder Colocador y/o el(los) Agente(s) Colocador(es) le requieran en desarrollo de sus obligaciones de conocimiento adecuado del cliente.

- d) Avisar oportunamente al Administrador de las Emisiones cualquier enajenación, gravamen o limitación al dominio que pueda pesar sobre los Papeles Comerciales adquiridos.
- e) Pagar los impuestos, tasas, contribuciones y retenciones existentes o que se establezcan en el futuro sobre el capital, los intereses o el rendimiento de los Papeles Comerciales, importe que debe ser pagado en la forma legalmente establecida.
- f) Ser o estar representado por un Depositante Directo que cuente con el servicio de administración de valores ante DECEVAL.
- g) Proporcionar la información necesaria para conocer si es sujeto de retención en la fuente o no.
- h) Proporcionar la participación individual de cada beneficiario en caso de que el Papel Comercial pertenezca a dos o más beneficiarios.
- i) Garantizar la veracidad e integridad de la información que suministre al Emisor, a los Agentes Colocadores o al Administrador del Programa, para la administración del Título. Es deber de los Inversionistas obrar de buena fe y cumplir con los requisitos exigidos en el Prospecto, el Reglamento de Emisión y Colocación y los respectivos Avisos de Oferta Pública, so pena de las acciones legales que pueda ejercer el Emisor en contra de los Inversionistas que incumplan esta disposición.
- j) Los demás que emanen del presente Prospecto, el Aviso de Oferta Pública correspondiente o de la Ley.

Los Papeles Comerciales son indivisibles y, en consecuencia, cuando por cualquier causa legal o convencional un Papel Comercial pertenezca a varias personas, éstas deberán designar un representante único que ejerza los derechos correspondientes a la calidad de tenedor legítimo del Papel Comercial. En el evento de no ser realizada y comunicada tal designación al Administrador de las Emisiones, este podrá aceptar como representante, para todos los efectos, a cualquiera de los titulares del Papel Comercial que exhiba el certificado correspondiente.

El Inversionista se hace responsable, para todos los efectos legales, de la información que suministre a la entidad colocadora de las Emisiones, al Emisor o al Administrador de las Emisiones, para la administración del respectivo Papel Comercial.

### **3.17. Condiciones Financieras Generales de los Títulos**

#### **3.17.1. Cupo Global del Programa**

ECOPETROL emitirá Bonos y/o Papeles Comerciales bajo el Programa hasta por un valor de tres billones de Pesos (\$3.000.000.000.000), según las condiciones indicadas en el Reglamento de Emisión y Colocación emitido por su Junta Directiva, mediante Acta No. 173 de su sesión del 12 de Abril de 2013 y las condiciones indicadas en este Prospecto. Los Títulos podrán ofrecerse en una o varias Emisiones y éstas a su vez podrán ser colocadas en uno o varios Lotes.

El Cupo Global del Programa y el monto de la respectiva Emisión se disminuirán en el monto de los Títulos que se oferten con cargo a aquel.

El Cupo Global del Programa podrá ser ampliado previas las autorizaciones correspondientes, en los términos establecidos en el artículo 6.3.1.1.4 del Decreto 2555.

#### **3.17.2. Cantidad de Títulos a Emitir**

Será para cada Emisión la que resulte de dividir el monto ofrecido en Pesos de la respectiva Emisión, sobre el Valor Nominal de cada Título.

### **3.17.3. Calificación**

De acuerdo con lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 2.22.1.1.4 del Decreto 2555, de manera previa a la publicación del Aviso de Oferta Pública correspondiente a cada Emisión, el Emisor acreditará la calificación de los Títulos objeto de la misma ante la Superintendencia Financiera de Colombia.

### **3.18. Condiciones Financieras de los Bonos**

#### **3.18.1. Denominación, Valor Nominal e Inversión Mínima**

Los Bonos de todas las Series (A, B, C y D) estarán denominados en Pesos y tendrán un Valor Nominal de cincuenta millones de Pesos (\$50.000.000) cada uno.

El Capital Vigente de los Bonos en la Fecha de Emisión será igual a su Valor Nominal.

En el evento en que se realicen prepagos, el Valor Nominal de cada Bono no se verá afectado, en tanto que el Capital Vigente se reducirá en el monto en Pesos prepago por Bono para todas las Series (A, B, C y D).

La Inversión Mínima será equivalente al valor de un (1) Bono. En consecuencia, no podrán realizarse operaciones, en el mercado primario ni secundario, por montos inferiores al Capital Vigente de cada Bono. Las operaciones deberán efectuarse en unidades enteras de Bonos.

El valor de la inversión realizada deberá ser pagado íntegramente al momento de la suscripción, pudiéndose colocar a Valor Nominal con una prima o descuento definida por ECOPEPETROL y publicada en el Aviso de Oferta Pública respectivo, todo lo anterior de conformidad con la autorización que imparta el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en los términos del artículo 21 del Decreto 2681 de 1993 y la resolución por medio de la cual la Superintendencia Financiera de Colombia autorizó la inscripción y Oferta Pública de los Bonos.

#### **3.18.2. Precio de Suscripción**

El Precio de Suscripción de los Bonos será su Valor Nominal, su Valor Nominal con Prima o su Valor Nominal con Descuento según se indique en el correspondiente Aviso de Oferta Pública. Cuando la suscripción se realice en una fecha posterior a la Fecha de Emisión, el Precio de Suscripción del Título estará constituido por su Valor Nominal más los intereses causados entre el menor de los siguientes periodos: (i) el periodo transcurrido entre la Fecha de Emisión y la Fecha de Suscripción o (ii) el periodo transcurrido entre la fecha del último pago de intereses y la Fecha de Suscripción. El valor de la inversión deberá ser pagado íntegramente al momento de la suscripción.

En el evento en que el Emisor desee realizar ofrecimientos mediante Lotes o sub-series posteriores a la Fecha de Emisión, la colocación se realizará, según se establezca en el Aviso de Oferta Pública respectivo, (i) vía precio, el cual podrá estar dado a la par, con prima o descuento, o (ii) vía tasa de rentabilidad, que se utilizará para calcular el Precio de Suscripción, respetándose siempre que la totalidad de los Bonos de cada sub-serie ya emitida tendrán una misma Tasa Cupón.

#### **3.18.3. Plazo de Redención de los Bonos**

La totalidad de las Series de los Bonos de ECOPEPETROL se redimirán en un plazo de entre tres (3) y treinta (30) años contados a partir de la Fecha de Emisión correspondiente, tal y como se indique en el Aviso de Oferta Pública respectivo.

#### **3.18.4. Series de los Bonos**

La(s) Emisión(es) de Bonos de ECOPEPETROL podrá(n) ser ofrecida(s) a través de todas o cualquiera de las siguientes cuatro (4) Series:

**Serie A:** Los Bonos estarán emitidos en Pesos y devengarán un interés con base en una tasa fija efectiva anual y su capital será redimido totalmente al vencimiento de los mismos.

**Serie B:** Los Bonos estarán emitidos en Pesos y devengarán un interés con base en una tasa flotante referenciada a la DTF y su capital será redimido totalmente al vencimiento de los mismos.

**Serie C:** Los Bonos estarán emitidos en Pesos y devengarán un interés con base en una tasa flotante referenciada al Índice de Precios al Consumidor (IPC) en Colombia del final del respectivo período de causación del interés, y su capital será redimido totalmente al vencimiento de los mismos.

**Serie D:** Los Bonos estarán emitidos en Pesos y devengarán un interés con base en una tasa flotante referenciada al IBR del final del respectivo período de causación del interés, y su capital será redimido totalmente al vencimiento de los mismos.

Cada Serie se dividirá en sub-series de acuerdo al Plazo de Redención de los Bonos, de forma tal que la letra correspondiente a determinada Serie irá acompañada del Plazo de Redención correspondiente. A manera de ejemplo, si en el Aviso de Oferta Pública se desea ofrecer la Serie A a 7 años, se indicará que la sub-serie a la que se hace referencia corresponde a la A7. De esta forma se podrá subdividir cualquiera de las Series a ser ofrecidas en cualquier número de sub-series según los plazos, siempre y cuando dicho Plazo de Redención corresponda a los establecidos en el Reglamento de Emisión y Colocación y en este Prospecto. El Plazo de Redención de los Bonos será contado a partir de la Fecha de Emisión.

### **3.18.5. Opción de Prepago**

El Emisor podrá emitir Bonos con opción de prepago, según se estipule en el Aviso de Oferta Pública de cada Emisión en la que se ofrezca por primera vez una sub-serie, condición que se reiterará en los avisos correspondientes en que se ofrezca nuevamente una sub-serie. El prepago de los Bonos se hará mediante el uso de un Precio de Ejercicio.

El prepago generado por el ejercicio de la opción de prepago, podrá realizarse respecto de cada sub-serie de cada Emisión de manera total o parcial. El prepago se prorrateará de forma equitativa entre los Tenedores de Bonos prepagándose a cada uno el mismo porcentaje de prepago sobre su posición nominal de inversión.

El prepago se realizará disminuyendo el Capital Vigente de cada uno de los Bonos de la respectiva sub-serie en el mismo porcentaje. La opción de prepago podrá ser ejercida sólo en las fechas de pago de intereses y sólo después de transcurrido un año (1) a partir de la Fecha de Emisión del respectivo Bono.

El ejercicio de la opción de prepago será anunciado por el Emisor a los Tenedores de Bonos y al público en general con un mínimo de veinte (20) días calendario de anticipación a la fecha prevista para el prepago, mediante un aviso publicado en el (los) mismo(s) diario(s) en que se anunció la Oferta Pública respectiva o en cualesquiera otros medios de amplia difusión pública.

Una vez el Emisor publique el aviso para ejercer la opción de prepago, se hará efectivo su carácter obligatorio para los Tenedores de la respectiva sub-serie.

### **3.18.6. Recompra de los Bonos**

El Emisor podrá recomprar o readquirir los Bonos en el mercado secundario. Dicha recompra sólo podrá efectuarse transcurrido un (1) año contado a partir de la Fecha de Emisión de los Bonos. Esta operación se podrá realizar conforme se indique en el respectivo Aviso de Oferta Pública. Dicha recompra no implicará la cancelación voluntaria de los mismos. La oferta de recompra por parte del Emisor no conlleva para los Tenedores de Bonos obligación alguna de aceptarla. Dicha adquisición implica la amortización extraordinaria de los Títulos y serán entregados para su anulación y no podrán ser reemitidos ni revendidos, por cuanto opera la confusión debido a que concurre en el Emisor la calidad de acreedor y deudor. En este evento, las obligaciones del Emisor en relación con dichos Títulos se extinguirán en los términos establecidos en el parágrafo segundo del artículo 2 de la Ley 964 de 2005.

### **3.18.7. Rendimiento de los Bonos**

El rendimiento de los Bonos será determinado por ECOPETROL en el Aviso de Oferta Pública respectivo de cada Emisión, reflejando las condiciones de mercado vigentes en las fechas de oferta de los mismos,

dentro de los lineamientos señalados en el Reglamento de Emisión y Colocación y según la autorización impartida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Las tasas de interés de los Bonos deberán reflejar las condiciones del mercado vigentes en la fecha de colocación de los mismos, siguiendo los lineamientos de la Circular Reglamentaria Externa UT-48 del 31 de Julio de 1998 del Banco de la República, mediante la cual se reglamentó la Resolución Externa No. 3 de 1998 de la Junta Directiva del Banco de la República, o cualquiera que la sustituya, modifique o adicione y los parámetros que sobre la misma señale el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. En todo caso, la Tasa Máxima de Rentabilidad será la que determine el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

**Serie A:** El rendimiento de los Bonos de la Serie A estará dado por una tasa fija y ofrecerán un rendimiento en términos efectivos.

Para el cálculo de los intereses se tomará la tasa fija establecida por ECOPETROL como Tasa Cupón para cada sub-serie, a la cual se le calculará su equivalente período vencido de acuerdo con la periodicidad de pago de intereses a que haya lugar y a la convención definida. La tasa así obtenida se aplicará al Capital Vigente para el período correspondiente.

**Serie B:** El rendimiento de los Bonos de la Serie B estará dado con base en una tasa flotante, la cual para efectos de las Emisiones bajo el Programa, estará referida a la DTF, adicionada en unos puntos porcentuales trimestre anticipado.

Para el cálculo de los intereses se tomará la tasa DTF trimestre anticipado vigente para la semana en la cual se inicie el período de causación de los mismos. A este valor se le sumará el Margen correspondiente, teniendo como resultado la Tasa de Interés Nominal anual base trimestre anticipado.

A la tasa así obtenida se le calculará su equivalente período vencido de acuerdo con la periodicidad de pago de intereses a que haya lugar y la convención definida, y se aplicará al Capital Vigente para el período correspondiente.

No tendrá efecto retroactivo ninguna modificación o corrección en relación con la tasa DTF utilizada para realizar los cálculos respectivos.

En el caso de que eventualmente el Gobierno Nacional elimine la DTF, ésta será reemplazada por el indicador que el Gobierno Nacional establezca y reportado por la entidad que el Gobierno Nacional designe para tal efecto.

**Serie C:** El rendimiento de los Bonos de la Serie C estará dado con base en una tasa flotante, la cual para los efectos de las Emisiones bajo el Programa, estará referida al IPC adicionada en unos puntos porcentuales efectivo anual.

Para el cálculo de los intereses, se tomará el IPC anualizado de los últimos 12 meses conocido al momento en que finalice el respectivo período de causación del interés con base en el último dato oficial suministrado por el DANE, a este valor se le adicionarán los puntos (Margen) determinados al momento de la respectiva Oferta Pública.

Para el cálculo de la tasa de interés se utilizará la siguiente fórmula:  $tasa\ de\ rendimiento\ E.A.\ (\%) = (1 + IPC\% E.A.) * (1 + Margen\% E.A.) - 1$

Dicha tasa deberá convertirse en una tasa nominal equivalente de acuerdo con la periodicidad de pago de intereses establecida por el Emisor al momento de efectuar la respectiva Oferta Pública. La tasa así obtenida, se aplicará al monto de Capital Vigente que representen los Bonos correspondientes.

No tendrá efecto retroactivo ninguna modificación y/o corrección en relación con la Inflación utilizada para realizar los cálculos respectivos.

En caso que eventualmente se elimine el IPC, éste será reemplazado, para los efectos de cálculo de los intereses, por el índice que la autoridad competente defina como reemplazo de dicho indicador.

**Serie D:** El rendimiento de los Bonos de la Serie D estará dado con base en una tasa flotante, la cual para efectos de las Emisiones bajo el Programa, estará referenciada al IBR - Plazo a un mes, adicionada en unos puntos porcentuales expresada como una tasa nominal mes vencida (N.M.V). El IBR se cotiza con base en 360 días y su tasa se expresa en términos nominales.

Para el cálculo de los intereses, se tomará el IBR – Plazo a un mes N.M.V. vigente a la fecha en la cual finalice el respectivo período de causación del interés, tal como se señala en el Artículo 19 del Reglamento del Indicador Bancario de Referencia - IBR, a este valor se le adicionarán los puntos (Margen) determinados al momento de la Oferta Pública y esa será la tasa nominal mes vencida, luego a esta tasa se le calculará su tasa equivalente en términos efectivo anual.

Para el cálculo de la tasa de interés se utilizará la siguiente fórmula:  $tasa\ de\ rendimiento\ E.A.\ (\%) = ((1 + ((IBR\% \ N.M.V. + Margen\% \ N.M.V.) / 12)) ^ 12) - 1$

Dicha tasa deberá convertirse en una tasa nominal equivalente de acuerdo con la periodicidad de pago de intereses establecida por el Emisor al momento de efectuar la respectiva Oferta Pública. La tasa así obtenida, se aplicará al monto de Capital Vigente durante el período de intereses a cancelar que representen los Bonos correspondientes.

No tendrá efecto retroactivo ninguna modificación o corrección en relación con el IBR utilizado para realizar los cálculos respectivos.

En caso que eventualmente se elimine el IBR, éste será reemplazado, para los efectos de cálculo de los intereses, por el índice que la autoridad competente defina como reemplazo de dicho indicador.

Las acciones para el cobro de los intereses y del capital de los Bonos prescribirán, de conformidad con el artículo 6.4.1.1.39 del Decreto 2555 en cuatro (4) años contados desde la fecha de su exigibilidad. Una vez se rediman los Bonos, el Emisor dará cumplimiento al procedimiento establecido en el artículo 5.2.6.1.7 del Decreto 2555, mediante el cual se regula la cancelación de la inscripción de los valores.

### **3.18.8. Periodicidad, Modalidad y Cálculo de los Intereses**

De conformidad con lo establecido en el artículo 6.1.1.1.5 del Decreto 2555, los Bonos de cada sub-serie devengarán intereses a partir de la Fecha de Emisión, a la Tasa Cupón que se determine al momento de la primera adjudicación de dicha sub-serie dentro de una misma Emisión.

La Tasa Cupón es la tasa de interés con base en la cual el Emisor pagará al Inversionista intereses sobre el Capital Vigente de los Títulos.

La Tasa Cupón será única para cada sub-serie de una misma Emisión y se expresará con dos (2) decimales en una notación porcentual de la siguiente manera: 0,00%. Sin perjuicio de que la Tasa Cupón sea única para cada sub-serie de una misma Emisión, la Tasa de Rentabilidad Ofrecida podrá variar para una misma sub-serie en cada Lote que se ofrezca. Los Bonos ofrecerán un rendimiento de acuerdo con la Serie.

Los intereses de los Bonos se pagarán bajo la modalidad vencida con periodicidad mensual, trimestral, semestral y/o anual, según se determine en el Aviso de Oferta Pública en que se ofrezca cada sub-serie, y se calcularán según se establezca en el Reglamento de Emisión y en el presente Prospecto. Los intereses se calcularán desde el día de inicio del respectivo período y hasta el mismo día del mes, trimestre, semestre o año siguiente. Se entenderá por inicio del respectivo período, (i) para el primer pago de intereses, la Fecha de Emisión, y (ii) para los siguientes pagos de intereses, el día siguiente a la fecha de terminación del período inmediatamente anterior. En caso de que dicho día no exista en el respectivo mes de vencimiento, se tendrá como tal el último día calendario del mes inmediatamente anterior.

Para el caso en que la fecha de pago de intereses, excepto la última, sea un día no hábil, el pago de los intereses se realizará el Día Hábil siguiente y no se realizará ningún ajuste a los intereses. Para el caso en que el último pago de intereses corresponda a un día no hábil, ECOPEPETROL reconocerá intereses hasta el Día Hábil siguiente, día en que se deberá realizar el pago.

Los Bonos tendrán como base de conteo 365/365, inclusive para años bisiestos; es decir, que todos los años serán de 365 días, de doce (12) meses, con la duración mensual calendario que corresponda a cada uno de éstos, excepto para la duración del mes de febrero, que corresponderá a veintiocho (28) días. Para la Serie D, el campo de base de cálculo de intereses será 360/360.

No habrá lugar al pago de intereses por el retardo en el cobro de capital, salvo por la mora causada por situaciones originadas por ECOPETROL. En el evento de que ECOPETROL no realice los pagos de intereses correspondientes en el momento indicado, durante el periodo que exista dicho incumplimiento, el capital de los Bonos devengará intereses de mora equivalentes a un incremento en el Margen de cada una de las series conforme se establezca en el Aviso de Oferta Pública correspondiente, sin que exceda la tasa máxima legal permitida.

El factor que se utilice para el cálculo y la liquidación de los intereses deberá emplear seis (6) decimales aproximados por el método de redondeo, ya sea que se exprese como una fracción decimal (0,000000) o como una expresión porcentual (0.000000%). Se entiende como factor la solución de la expresión matemática que determina la proporción de la tasa de interés para el periodo a remunerar, con base en la convención adoptada.

El monto correspondiente a los intereses causados y por pagar se ajustará hasta una cifra entera, de tal forma que cuando hubiese fracciones en centavos, éstas se aproximarán al valor entero superior o inferior más cercano expresado en Pesos.

En los Avisos de Oferta Pública subsiguientes a la publicación del primer Aviso de Oferta Pública de cada Emisión, el Emisor informará la Tasa Cupón para cada una de las sub-series que hayan sido ofrecidas en dicha Emisión.

Para el cálculo de los intereses de las Series C y B, las tasas de IPC y DTF vigentes podrán ser consultadas en las páginas web del Banco de la República ([www.banrep.gov.co](http://www.banrep.gov.co)) o de la Superintendencia Financiera de Colombia ([www.superfinanciera.gov.co](http://www.superfinanciera.gov.co)).

### **3.18.9. Amortización del Capital**

El capital correspondiente a los Bonos será amortizado en su totalidad al vencimiento de los mismos, salvo que los Bonos sean objeto de prepago o recompra.

En el evento en que el Emisor no realice los pagos de capital en el momento indicado, los Bonos devengarán interés de mora equivalentes a un incremento en el Margen de cada una de las series conforme se establezca en el Aviso de Oferta Pública correspondiente, sin que exceda la tasa máxima legal permitida.

### **3.18.10. Lugar y Forma de Pago del capital e intereses**

El capital y los intereses de los Bonos serán pagados por ECOPETROL a través de la entidad Administradora de las Emisiones (DECEVAL) utilizando su red de pagos. Lo anterior significa que los recursos recibidos del Emisor serán cancelados a través del Depositante Directo que maneje el portafolio de cada uno de los Tenedores. Según se defina en el respectivo Aviso de Oferta Pública, los Inversionistas que decidan adquirir los Bonos que hacen parte del Programa, deberán tener la calidad de Depositante Directo con servicio de administración de valores y/o estar representados por un Depositante Directo con dicho servicio.

En el evento que en la fecha de exigibilidad de la obligación el Emisor no cuente con los recursos para satisfacerla, el Inversionista podrá proceder con las acciones legales correspondientes para cuyo efecto los Bonos cuentan con los privilegios establecidos en la Ley para los títulos valores. De conformidad con el artículo 6.4.1.1.39 del Decreto 2555, las acciones para el cobro de los intereses y del capital de los Bonos prescribirán en cuatro (4) años contados desde la fecha de su exigibilidad.

## **3.19. Condiciones Financieras de los Papeles Comerciales**

### **3.19.1. Denominación, Valor Nominal e Inversión Mínima**

Los Papeles Comerciales estarán denominados en Pesos.

El Valor Nominal de cada Papel Comercial de la totalidad de las Series es de diez millones de Pesos (\$10.000.000). Cada Título deberá expedirse por un número entero de Papeles Comerciales. No obstante lo anterior, la Inversión Mínima será la equivalente al valor de un (1) Papel Comercial, es decir, diez millones de Pesos (\$10.000.000). En consecuencia, no podrán realizarse operaciones, en el mercado primario ni en el mercado secundario, por montos inferiores a diez millones de Pesos (\$10.000.000).

### **3.19.2. Precio de Suscripción**

El Precio de Suscripción de los Papeles Comerciales estará conformado por el Valor Nominal más la prima o menos el descuento en caso de ofrecerse en el respectivo Aviso de Oferta Pública:

Papeles Comerciales ofrecidos a la par:  
Precio = Valor Nominal

En caso de descuento:  
Precio = Valor Nominal x (1 - Descuento)

En caso de prima:  
Precio = Valor Nominal x (1 + Prima)

Debido a que el plazo para la Fecha de Vencimiento se cuenta a partir de la Fecha de Suscripción del Papel Comercial, los Papeles Comerciales se suscribirán por los Inversionistas siempre por el ciento por ciento (100%) de su Valor Nominal más la prima o menos el descuento en caso de que se ofrezca alguna de estas opciones en el respectivo Aviso de Oferta Pública. Los Papeles Comerciales generarán intereses a partir de la Fecha de Suscripción.

En todo caso el Precio de Suscripción de los Papeles Comerciales se señalará en el correspondiente Aviso de Oferta Pública.

El Precio de Suscripción de cada Papel Comercial deberá ser pagado íntegramente al momento de su suscripción.

### **3.19.3. Series de los Papeles Comerciales**

La Emisión o Emisiones de Papeles Comerciales podrá(n) ser ofrecida(s) a través de todas o cualquiera de las siguientes cuatro (4) Series con las siguientes características:

**Serie A:** Los Papeles Comerciales estarán emitidos en Pesos y devengarán un interés fijo y su capital será pagado totalmente al vencimiento de los mismos.

**Serie B:** Los Papeles Comerciales estarán emitidos en Pesos y devengarán un interés flotante referenciado a la DTF y su capital será pagado totalmente al vencimiento de los mismos.

**Serie C:** Los Papeles Comerciales estarán emitidos en Pesos y devengarán un interés flotante referenciado al IBR del final del respectivo período de causación de intereses y su capital será pagado totalmente al vencimiento de los mismos.

**Serie D:** Los Papeles Comerciales estarán emitidos en Pesos y devengarán un interés flotante referenciado al IPC y su capital será pagado totalmente al vencimiento de los mismos.

### **3.19.4. Plazo de los Papeles Comerciales**

Cada Serie estará subdividida dependiendo del Plazo de Redención del Papel Comercial. El Vencimiento de los Papeles Comerciales deberá ser superior a treinta (30) días e inferior a un año, contados a partir de la Fecha de Suscripción.

Para diferenciar el plazo de la subserie ofrecida al público, las mismas se deberán indicar en el Aviso de Oferta Pública de acuerdo con lo siguiente:

**Serie A:** Se indicará el plazo, en número de días, al lado de la letra A, de la siguiente manera: si el plazo ofrecido a partir de la Fecha de Suscripción es de 31 días, se indicará en el Aviso de Oferta Pública que la serie ofrecida es la Serie A31; si el plazo es de 182 días, la serie a ofrecer se llamará Serie A182; si el plazo es de 364 días, la serie a ofrecer se llamará Serie A364. De esta forma se podrá subdividir la Serie A en cualquier número de subseries según el plazo, contado en días enteros, siempre y cuando dicho plazo sea superior a 30 días e inferior a un año, contados a partir de la Fecha de Suscripción.

**Serie B:** Se indicará el plazo, en número de días, al lado de la letra B, de la siguiente manera: si el plazo ofrecido a partir de la Fecha de Suscripción es de 31 días, se indicará en el Aviso de Oferta Pública que la serie ofrecida es la Serie B31; si el plazo es de 182 días, la serie a ofrecer se llamará Serie B182; si el plazo es de 364 días, la serie a ofrecer se llamará Serie B364. De esta forma se podrá subdividir la Serie B en cualquier número de subseries según el plazo, contado en días enteros, siempre y cuando dicho plazo sea superior a 30 días e inferior a un año, contados a partir de la Fecha de Suscripción.

**Serie C:** Se indicará el plazo, en número de días, al lado de la letra C, de la siguiente manera: si el plazo ofrecido a partir de la Fecha de Suscripción es de 31 días, se indicará en el Aviso de Oferta Pública que la serie ofrecida es la Serie C31; si el plazo es de 182 días, la serie a ofrecer se llamará Serie C182; si el plazo es de 364 días, la serie a ofrecer se llamará Serie C364. De esta forma se podrá subdividir la Serie C en cualquier número de subseries según el plazo, contado en días enteros siempre y cuando dicho plazo sea superior a 30 días e inferior a un año, contados a partir de la Fecha de Suscripción.

**Serie D:** Se indicará el plazo, en número de días, al lado de la letra D, de la siguiente manera: si el plazo ofrecido a partir de la Fecha de Suscripción es de 31 días, se indicará en el Aviso de Oferta Pública que la serie ofrecida es la Serie D31; si el plazo es de 182 días, la serie a ofrecer se llamará Serie D182; si el plazo es de 364 días, la serie a ofrecer se llamará Serie D364. De esta forma se podrá subdividir la Serie D en cualquier número de subseries según el plazo, contado en días enteros siempre y cuando dicho plazo sea superior a 30 días e inferior a un año, contados a partir de la Fecha de Suscripción.

Debido a que la Fecha de Vencimiento se cuenta a partir de la Fecha de Suscripción del Título, los Papeles Comerciales se suscribirán siempre por el cien por ciento (100%) de su Valor Nominal más la prima o menos el descuento en caso que se ofrezca alguno de estos en el Aviso de Oferta Pública correspondiente. Los Papeles Comerciales empezaran a generar intereses a partir de la Fecha de Suscripción.

### **3.19.5. Rendimiento de los Papeles Comerciales**

El rendimiento de los Papeles Comerciales será determinado por ECOPETROL en el Aviso de Oferta Pública respectivo, dentro de los lineamientos señalados en el Reglamento de Emisión y Colocación y según la autorización impartida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Las tasas de interés de los Papeles Comerciales deberán reflejar las condiciones del mercado vigentes en la fecha de colocación de los mismos, siguiendo los lineamientos de la Circular Reglamentaria Externa UT-48 del 31 de julio de 1998 del Banco de la República, mediante la cual se reglamentó la Resolución Externa No. 3 de 1998 de la Junta Directiva del Banco de la República, o cualquiera que la sustituya, modifique o adicione y los parámetros que sobre la misma señale el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. En todo caso, la Tasa Máxima de Rentabilidad será la que determine el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

El rendimiento de los Papeles Comerciales de todas las series podrá estar dado por la combinación de pago de intereses y un descuento o prima sobre el Valor Nominal del Papel Comercial. Tanto los intereses, la prima o descuento, serán determinados por ECOPETROL al momento de efectuar la Oferta Pública, conforme con los parámetros generales para la colocación aprobados por la Junta Directiva de ECOPETROL en el Reglamento de Emisión y Colocación.

Una vez pasada la Fecha de Vencimiento o la fecha en que se cause el pago total, los Papeles Comerciales correspondientes se considerarán vencidos y dejarán de devengar intereses remuneratorios. En el evento que ECOPETROL no realice los pagos de intereses y capital correspondiente en el momento indicado, los Papeles Comerciales devengarán intereses de mora, la cual será la tasa máxima legal permitida. De conformidad con el reglamento de operaciones de DECEVAL, se considerarán incumplidas las

obligaciones del Emisor, cuando no pudiere realizarse la liquidación de los fondos en la fecha estipulada en los términos acordados en el presente Prospecto, el Reglamento de Emisión y Colocación y el respectivo Aviso de Oferta Pública. En dicho caso, DECEVAL procederá a más tardar el Día Hábil siguiente, a comunicar esta situación al Depositante Directo y a las autoridades competentes.

**Serie A:** El rendimiento de los Papeles Comerciales estará dado por una tasa fija. ECOPETROL establecerá en el Aviso de Oferta Pública correspondiente una tasa de rendimiento en términos efectivos que de acuerdo con el período de pago de intereses, se aplicará al monto de Capital Vigente que representen los Títulos correspondientes. Dicho rendimiento podrá estar dado por una combinación de pago de intereses y un descuento o prima sobre el Valor Nominal del Papel Comercial. Tanto los intereses como la prima o descuento, serán determinados por ECOPETROL al momento de efectuar la Oferta Pública.

**Serie B:** El rendimiento de los Papeles Comerciales estará dado con base en una tasa flotante, la cual, para los efectos de las Emisiones bajo el Programa, estará referenciada a la DTF. Los Papeles Comerciales ofrecerán un rendimiento equivalente a la DTF adicionada en unos puntos porcentuales trimestre anticipado. Dicho rendimiento podrá estar dado por una combinación de pago de intereses y un descuento o prima sobre el Valor Nominal del Papel Comercial. Tanto los intereses como la prima o descuento, serán determinados por ECOPETROL al momento de efectuar la Oferta Pública.

Se entiende por DTF, la tasa promedio ponderada de las tasas de interés efectivas de captaciones a 90 días de los bancos, corporaciones financieras, compañías de financiamiento y bancos comerciales y de ahorro, el cual está definido en la Resolución Externa 017 de 1993 expedida por el Banco de la República y es calculado y publicado semanalmente por el mismo.

Para el cálculo de los intereses, se tomará la DTF trimestre anticipado vigente para la semana en que se inicie el respectivo período de causación del interés, a este valor se le adicionarán los puntos determinados al momento de la adjudicación y esa será la tasa nominal base trimestre anticipado, la cual deberá convertirse en una tasa equivalente en términos efectivos de acuerdo con el período de pago de intereses. La tasa así obtenida, se aplicará al monto de Capital Vigente que representen los Títulos correspondientes.

No tendrá efecto retroactivo ninguna modificación y/o corrección en relación con la DTF utilizada para realizar los cálculos respectivos.

En el caso de que eventualmente se elimine la DTF, ésta será reemplazada, para efectos del cálculo de intereses, por la tasa que la autoridad competente defina como reemplazo de la misma.

**Serie C:** El rendimiento de los Papeles Comerciales estará dado con base en una tasa flotante, la cual para efectos de las Emisiones bajo el Programa, estará referenciada al IBR - Plazo a un mes, adicionada en unos puntos porcentuales, expresada como una tasa nominal mes vencida (N.M.V). El IBR se cotiza con base en 360 días y su tasa se expresa en términos nominales.

Para el cálculo de los intereses, se tomará el IBR – Plazo a un mes N.M.V. vigente a la fecha en la cual finaliza el respectivo período de causación del interés, tal como se señala en el Artículo 19 del Reglamento del Indicador Bancario de Referencia - IBR, a este valor se le adicionarán los puntos (Margen) determinados al momento de la Oferta Pública y esa será la tasa nominal mes vencida, luego esta tasa deberá convertirse en una tasa nominal equivalente de acuerdo con la periodicidad de pago de intereses establecida por el Emisor al momento de efectuar la respectiva Oferta Pública. La tasa así obtenida, se aplicará al monto de Capital Vigente durante el período de intereses a cancelar que representen los Papeles Comerciales correspondientes.

No tendrá efecto retroactivo ninguna modificación y/o corrección en relación con el IBR utilizado para realizar los cálculos respectivos.

En caso que eventualmente se elimine el IBR, éste será reemplazado, para los efectos de cálculo de los intereses, por el índice que la autoridad competente defina como reemplazo de dicho indicador.

**Serie D:** El rendimiento de los Papeles Comerciales de la Serie D estará dado con base en una tasa flotante, la cual para los efectos de las Emisiones bajo el Programa, estará referida al IPC adicionada en unos puntos porcentuales efectivo anual.

Para el cálculo de los intereses, se tomará el IPC anualizado de los últimos 12 meses conocido al momento en que finalice el respectivo período de causación del interés con base en el último dato oficial suministrado por el DANE, a este valor se le adicionarán los puntos (Margen) determinados al momento de la respectiva Oferta Pública.

Para el cálculo de la tasa de interés se utilizará la siguiente fórmula:  $\text{tasa de rendimiento E.A. (\%)} = (1 + \text{IPC\% E.A.}) * (1 + \text{Margen\% E.A.}) - 1$

Dicha tasa deberá convertirse en una tasa nominal equivalente de acuerdo con la periodicidad de pago de intereses establecida por el Emisor al momento de efectuar la respectiva Oferta Pública. La tasa así obtenida, se aplicará al monto de capital que representen los Papeles Comerciales correspondientes.

No tendrá efecto retroactivo ninguna modificación o corrección en relación con la Inflación utilizada para realizar los cálculos respectivos.

En caso que eventualmente se elimine el IPC, éste será reemplazado, para los efectos de cálculo de los intereses, por el índice que la autoridad competente defina como reemplazo de dicho indicador.

Las acciones cambiarías para el cobro de los intereses y del capital de los Papeles Comerciales prescribirán a los tres (3) años contados desde la fecha de su vencimiento, de conformidad con el artículo 789 del Código de Comercio.

### **3.19.6. Periodicidad, Modalidad y Cálculo de los Intereses**

La periodicidad de pago de los intereses se realizará entre las modalidades que ECOPETROL establezca al momento de la respectiva Oferta Pública. Una vez definida dicha periodicidad, esta será fija durante la vigencia de los Papeles Comerciales. Tales modalidades serán determinadas por ECOPETROL e indicadas en el Aviso de Oferta Pública respectivo, entre las siguientes: Periodo Vencido (PV), Mes Vencido (MV), Trimestre Vencido (TV) y Semestre Vencido (SV) reservándose el derecho de ofrecer cualquiera de dichas modalidades en cada Aviso de Oferta Pública en alguna o todas las series.

Al valor correspondiente a los intereses causados y por pagar se le hará un ajuste a una cifra entera, de tal forma que cuando hubiese fracciones en centavos, éstas se aproximarán al valor entero superior o inferior más cercano expresado en Pesos.

Para efectos del pago de intereses, se entiende por mes el período comprendido entre la Fecha de Suscripción de los Papeles Comerciales y la misma fecha un (1) mes después; se entiende por trimestre el período comprendido entre la Fecha de Suscripción de los Papeles Comerciales y la misma fecha tres (3) meses después; se entiende por semestre el período comprendido entre la Fecha de Suscripción de los Papeles Comerciales y la misma fecha seis (6) meses después.

De acuerdo con el artículo 6.1.1.1.5 del Decreto 2555:

- Los intereses sólo podrán ser pagados al Vencimiento del período objeto de remuneración.
- Los intereses se calcularán desde el día de inicio del respectivo período y hasta el mismo día del mes, trimestre, semestre o año siguiente. Se entenderá por inicio del respectivo período, la Fecha de Suscripción para el primer pago de interés y para los siguientes pagos de intereses, se entenderá como fecha de inicio el día siguiente a la fecha de terminación del período inmediatamente anterior. En caso de que dicho día no exista en el respectivo mes de Vencimiento, se tendrá como tal el último día calendario del mes correspondiente.
- Los intereses se calcularán en la convención 365/365 días, es decir años de 365 días, de doce meses (12), con la duración mensual calendario que corresponda a cada uno de estos; excepto para la duración del mes de febrero, que corresponderá a veintiocho (28) días.
- La Tasa Cupón será expresada con dos (2) decimales en una notación porcentual.
- El factor que se utilice para el cálculo y la liquidación de los intereses, será de seis (6) decimales

aproximados por el método de redondeo, ya sea como una fracción decimal (0.000000) o como una expresión porcentual (0.0000%).

Para el caso en que la fecha de pago de intereses, excepto la última, caiga en un día que no sea hábil, el pago de intereses se realizará el siguiente Día Hábil y no se realizará ningún ajuste a los intereses.

Para el caso en que el día de vencimiento del último pago de intereses corresponda a un día no hábil, ECOPEPETROL reconocerá intereses hasta el Día Hábil siguiente, día en que se deberá realizar el pago.

Los Papeles Comerciales devengarán intereses únicamente hasta la fecha de su vencimiento cumpliendo con el procedimiento establecido en el Reglamento de Emisión y Colocación y el presente Prospecto. No habrá lugar al pago de intereses por el retardo en el cobro de intereses o capital.

Para efectos del cómputo de plazos de los Papeles Comerciales, se entenderá, de conformidad con el artículo 829 del Código de Comercio (Decreto 410 de 1971), que: "*Cuando el plazo sea de meses o de años, su vencimiento tendrá lugar el mismo día del correspondiente mes o año; si éste no tiene tal fecha, expirará en el último día del respectivo mes o año. El plazo que venza en día feriado se trasladará hasta el día hábil siguiente*". El día de vencimiento será hábil dentro del horario bancario. El día sábado se entenderá como no hábil.

### **3.19.7. Amortización de capital**

La Amortización de Capital para los Papeles Comerciales se realizará de la siguiente manera:

**Serie A:** El capital de los Papeles Comerciales de la Serie A será pagado de manera única al Vencimiento de los Títulos.

**Serie B:** El capital de los Papeles Comerciales de la Serie B será pagado de manera única al Vencimiento de los Títulos.

**Serie C:** El capital de los Papeles Comerciales de la Serie C será pagado de manera única al Vencimiento de los Títulos.

**Serie D:** El capital de los Papeles Comerciales de la Serie D será pagado de manera única al Vencimiento de los Títulos.

En cualquier caso el Emisor podrá llevar a cabo el procedimiento establecido en los artículos 5.2.6.1.7. y 5.2.6.1.8 del Decreto 2555.

### **3.19.8. Lugar y Forma de Pago de capital e intereses**

El capital y los intereses serán pagados por ECOPEPETROL, a través del Administrador de las Emisiones, utilizando la red de pagos del Administrador de las Emisiones. Lo anterior significa, que los recursos recibidos del Emisor serán pagados a través del Depositante Directo que maneje el portafolio del Inversionista. Los Inversionistas de los Papeles Comerciales que hacen parte del Programa deberán tener la calidad de Depositante Directo con servicio de administración de valores y/o estar representados por un Depositante Directo con dicho servicio.

### **3.20. Mecanismos para la prevención y control del lavado de activos y financiación del terrorismo**

Cada Agente Colocador será el responsable de cumplir con las disposiciones vigentes en materia de control al lavado de activos respecto de los suscriptores de los Bonos y los Papeles Comerciales, de manera particular, del procedimiento a seguir para cumplir con los "Mecanismos para la prevención y control del lavado de activos y de la financiación del terrorismo" a fin de dar cumplimiento a la normatividad expedida por la Superintendencia Financiera de Colombia en esa materia. Para éstos efectos, el Emisor estableció, en forma previa, criterios para la escogencia de los Agentes Colocadores que garanticen que dichas entidades den cumplimiento a los fines establecidos en dicha disposición.

Así mismo, el Emisor delegó en el Agente Líder Colocador la obligación de consolidar la información de los Inversionistas.

De conformidad con la Circular 060 de 2008 emitida por la Superintendencia Financiera de Colombia, corresponderá a cada uno de los Agentes Colocadores dar cumplimiento a las instrucciones relativas a la administración del riesgo de lavado de activos y de la financiación del terrorismo, a fin de dar cumplimiento a lo establecido en el Capítulo Décimo Primero del Título I de la Circular Externa 007 de 1996, y efectuar en forma individual, los reportes de que trata dicho Capítulo.

En este sentido, a efectos de dar cumplimiento de las disposiciones relativas a la prevención de lavado de activos, así como de las prácticas y políticas establecidas en esta materia por el Agente Líder y/o el(los) Agente(s) Colocador(es), los Inversionistas deberán cumplir el siguiente procedimiento:

- Los Inversionistas que se encuentren interesados en adquirir los Bonos y/o Papeles Comerciales para participar en el respectivo proceso de colocación de los mismos, deberán estar vinculados como clientes de los Agentes Colocadores y/o como miembros del sistema MEC de la Bolsa de Valores de Colombia, según se establezca en el correspondiente Aviso de Oferta Pública, o diligenciar y entregar el formulario de vinculación con sus respectivos anexos, que será exigido por las entidades a través de las cuales se pretenda adquirir los Bonos y/o Papeles Comerciales.

El formulario de vinculación y sus anexos deberán entregarse a más tardar al momento de la aceptación de la Oferta Pública respectiva. Tratándose de colocaciones a través del mecanismo de subasta, la documentación mencionada deberá allegarse a más tardar antes de la hora prevista para la iniciación de la recepción de las demandas.

El potencial Inversionista que no haya entregado el formulario debidamente diligenciado y la totalidad de los anexos no podrá participar en el proceso de adjudicación de los Bonos y/o Papeles Comerciales.

#### **4. CONDICIONES DE LA OFERTA Y DE LA COLOCACIÓN DE LOS TÍTULOS**

El presente capítulo contiene las condiciones de la oferta y de la colocación de los Títulos que hacen parte del Programa.

##### **4.1. Régimen de Inscripción**

Los Títulos se encuentran inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores, en cumplimiento de los requisitos establecidos en el Decreto 2555, con el propósito de realizar su emisión y posterior colocación mediante Oferta Pública. Así mismo, y previo a su oferta en el mercado, los Títulos serán debidamente inscritos en la Bolsa de Valores de Colombia.

##### **4.2. Plazo para Ofertar las Emisiones de los Títulos, Plazo de Colocación y Vigencia de las Ofertas**

De acuerdo con el artículo 6.3.1.1.3 del Decreto 2555, la vigencia de la autorización de la oferta, es decir el Plazo para Ofertar las Emisiones de los Títulos bajo el Programa, será de tres (3) años contados a partir de la fecha de ejecutoria de la resolución de la Superintendencia Financiera de Colombia que aprueba la inscripción del Programa de Emisión y Colocación en el Registro Nacional de Valores y Emisores y su respectiva Oferta Pública. En consecuencia, este será en principio el plazo máximo con que cuenta ECOPEPETROL para ofrecer en el Mercado Público de Valores la totalidad o parte de las Emisiones del Programa. De acuerdo con el artículo 6.3.1.1.4 del Decreto 2555, el término inicial de tres (3) años podrá ampliarse, previa autorización de la Superintendencia Financiera de Colombia y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

El Cupo Global del Programa autorizado podrá colocarse en una o varias Emisiones compuestas de uno o varios Lotes dentro del plazo establecido en el párrafo anterior. El monto total del Cupo Global del Programa se disminuirá en el monto de los Títulos que se oferten con cargo a éste.

Para cada Emisión, el Plazo de Colocación será el término que el Emisor indique en el primer Aviso de Oferta Pública de dicha Emisión, para ofrecer y colocar los Títulos emitidos bajo el mismo, el cual será contado a partir de la Fecha de Emisión de los Títulos de la respectiva Emisión. Dicho plazo en ningún caso se extenderá más allá del Plazo para Ofertar las Emisiones de los Títulos que hacen parte del Programa.

La Oferta Pública de los Papeles Comerciales será con sujeción a las disposiciones que para tal efecto contiene el artículo 6.6.1.1.2 Decreto 2555 y las demás normas que lo adicionen o modifiquen bajo la modalidad de emisión única. Cada una de las Emisiones se realizará sin posibilidad de prórroga del plazo de los Papeles Comerciales. El Emisor indicará en el respectivo Aviso de Oferta Pública que se trata de emisiones de Papeles Comerciales sin posibilidades de rotación ni de prórroga al Vencimiento de los Valores.

Cada una de las ofertas que hacen parte del Programa tendrá una vigencia que se establecerá en el Aviso de Oferta Pública correspondiente. Dicha Vigencia de la Oferta iniciará y expirará en la fecha y hora allí señaladas o cuando todos y cada uno de los Títulos ofrecidos hayan sido adjudicados (incluyendo la adjudicación adicional que el Emisor decida realizar), si esto ocurre antes del vencimiento de dicha vigencia. En ningún caso se extenderá más allá del Plazo de Colocación de la respectiva Emisión.

La Oferta Pública sólo se realizará en el mercado colombiano, sin perjuicio de que los Bonos y/o los Papeles Comerciales se puedan inscribir en bolsas de valores extranjeras para su negociación en el mercado secundario.

##### **4.3. Emisiones Simultáneas**

ECOPETROL podrá mantener dos (2) o más Emisiones en proceso de colocación simultáneamente.

##### **4.4. Destinatarios de la Oferta**

Los Bonos y los Papeles Comerciales tendrán como destinatarios al público inversionista en general, incluyendo los fondos de pensiones y cesantías.

#### **4.5. Medios para Formular las Ofertas y Suministrar Información**

La publicación del primer Aviso de Oferta Pública se hará en cualquiera de los diarios El Tiempo, La República y Portafolio, o mediante publicación en cualquier otro diario de amplia y reconocida circulación nacional. En dicho Aviso de Oferta Pública se definirán las condiciones en que serán ofrecidos los Títulos, expresando el Plazo de Redención aplicable a cada una de las sub-series, y las demás condiciones específicas aplicables de los Títulos ofrecidos, de acuerdo con los términos y condiciones establecidos en el Reglamento de Emisión y Colocación y en este Prospecto y aprobados por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. En estos mismos diarios se publicarán los avisos e informaciones que deban comunicarse a los tenedores de los Títulos.

La publicación de los Avisos de Oferta Pública de Bonos y/o Papeles Comerciales posteriores al primero, se realizarán en cualquiera de los diarios El Tiempo, La República y Portafolio, o mediante publicación en cualquier otro diario de amplia y reconocida circulación nacional. De conformidad con la regulación aplicable, el Emisor podrá publicar información de interés para los Tenedores de Títulos en su página web. La información relevante sobre el Programa y las emisiones se pondrá a disposición de los interesados e Inversionistas en ECOPEPETROL, en su página web: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co) y en el Registro Nacional de Valores y Emisores que administra la Superintendencia Financiera de Colombia, siendo divulgada al mercado a través de los mecanismos del SIMEV dispuestos por la Superintendencia Financiera según lo dispuesto en el artículo 5.2.4.1.5 del Decreto 2555.

#### **4.6. Mecanismo de Colocación**

La administración de ECOPEPETROL designará y contratará, si lo estima conveniente, un Agente Líder Colocador. Igualmente, la administración de ECOPEPETROL podrá designar otras firmas comisionistas de bolsa inscritas en la Bolsa de Valores de Colombia para conformar el grupo colocador, todos los cuales se denominarán "Agentes Colocadores" y se señalarán en el respectivo Aviso de Oferta Pública.

La colocación se adelantará bajo la modalidad de Colocación al Mejor Esfuerzo. Para tales efectos, ECOPEPETROL suscribirá contratos de Colocación al Mejor Esfuerzo con uno o más Agentes Colocadores, los cuales serán plenamente identificados en el Aviso de Oferta Pública utilizado para cada colocación. Los honorarios por colocación que se causarán a cargo del Emisor y a favor de los Agentes Colocadores estarán determinados por el monto de los recursos efectivamente colocados.

El valor de la inversión realizada deberá ser pagado íntegramente al momento de la suscripción, pudiéndose colocar a valor nominal o con la prima o descuento definido por el Emisor y publicado en respectivo Aviso de Oferta Pública.

Cuando la colocación de los Bonos se realice a través del sistema de la Bolsa de Valores de Colombia, estos se podrán registrar con un plazo para su compensación de hasta tres (3) Días Hábiles contados a partir del día siguiente a la fecha de la realización de la operación. En este sentido, la Fecha de Suscripción de los Bonos podrá diferir de la Fecha de Emisión, las cuales serán indicadas en el respectivo Aviso de Oferta Pública.

#### **4.7. Mecanismo de Adjudicación**

- El mecanismo de adjudicación de los Títulos de cada Emisión y/o Lote, será el de Subasta o Demanda en Firme, según se determine en el respectivo Aviso de Oferta Pública.
- En cada Aviso de Oferta Pública se incluirá el nombre de los Agentes Colocadores a los que se le deben presentar las demandas, el número de fax, número de teléfono o la dirección donde se recibirán las demandas de compra, la hora a partir de la cual serán recibidas y la hora límite hasta la cual se recibirán.
- El Emisor podrá establecer en cada Aviso de Oferta Pública un monto mínimo de colocación.
- En caso que queden saldos por colocar en una o varias de las sub-series ofertadas en cualquiera de los Lotes ofrecidos, éstos se podrán ofrecer en un Lote subsecuente mediante un nuevo Aviso de Oferta Pública dentro de la misma Emisión en la que fueron ofrecidos inicialmente, siempre y

cuando haya expirado la Vigencia de la Oferta inicial. Dichos saldos podrán ofrecerse bajo cualquier sub-serie de las ofertadas.

- En el evento en que se ofrezca de nuevo una misma sub-serie, ésta conservará la Tasa Cupón determinada en el ofrecimiento inicial. Por consiguiente, en caso que el Emisor realice nuevos ofrecimientos para lograr la colocación total de la respectiva Emisión, la oferta se hará por Precio de Suscripción de los Títulos o por tasa de rentabilidad que se utilice para calcular el mismo, respetándose siempre que la totalidad de los Títulos de cada sub-serie ya emitida tendrán una misma Tasa Cupón.
- El Ministerio de Hacienda y Crédito Público determinará la Tasa Máxima de Rentabilidad para cada sub-serie, tasa máxima a la cual se podrán adjudicar los Títulos de cada Lote mediante el mecanismo de adjudicación definido por el Emisor en el correspondiente Aviso de Oferta Pública.
- Aquellos destinatarios que deseen participar en el proceso de colocación, deberán presentar sus demandas de compra en el(los) día(s), en los horarios y a través de los medios de recepción idóneos que el Emisor establezca(n) en el correspondiente Aviso de Oferta Pública, indicando la(s) sub-serie(s) demandada(s) y para cada sub-serie, el monto demandado. En el evento en que el mecanismo de adjudicación a ser utilizado sea el de subasta, deberá también indicarse la tasa demandada y cualquier otra información que sea requerida de acuerdo con el instructivo operativo que expida y publique la Bolsa de Valores de Colombia para los efectos.
- Las demandas de los Inversionistas por los Títulos se podrán realizar a través de los Agentes Colocadores y serán éstos quienes presenten las demandas de los Inversionistas, que serán vinculantes, en los horarios de recepción de las demandas que se indiquen en el respectivo Aviso de Oferta Pública.
- Las demandas también podrán realizarse directamente por los afiliados al MEC, siempre y cuando así se establezca en el respectivo Aviso de Oferta Pública y en el instructivo operativo que la Bolsa de Valores de Colombia expida para la respectiva Emisión. Los destinatarios de la oferta que sean afiliados al MEC, podrán presentar sus solicitudes de demanda directamente a la Bolsa de Valores en el horario y a través de los medios de recepción idóneos que el Emisor establezca en el correspondiente Aviso de Oferta Pública y en la forma y términos establecidos en el instructivo operativo que expida para tales efectos la Bolsa de Valores de Colombia. Dichos afiliados al MEC podrán actuar por cuenta propia o por cuenta de terceros según lo permita su régimen legal y así se establezca en el respectivo Aviso de Oferta Pública.
- Las demandas realizadas directamente por los Agentes Colocadores o por los afiliados al MEC, según se establezca en el Aviso de Oferta, son las que se tendrán en cuenta para la adjudicación. El Emisor no será responsable si los Agentes Colocadores o los afiliados al MEC, según corresponda, no presentan las demandas recibidas en el horario establecido para el efecto.
- En el evento en que el Emisor ofrezca más de una subserie el criterio para su adjudicación en caso de sobredemanda se efectuará conforme los criterios de favorabilidad para el Emisor y aquellos criterios adicionales que el Emisor establezca en el correspondiente Aviso de Oferta Pública.
- En el evento en que el monto total demandado fuere superior al monto ofrecido en el respectivo Aviso de Oferta Pública, el Emisor por decisión autónoma, siempre que así lo haya anunciado en el Aviso de Oferta Pública, podrá atender la demanda insatisfecha hasta por un monto equivalente al cien por ciento (100%) del monto total de la Emisión, siempre y cuando el monto agregado no exceda el monto total autorizado del Cupo Global del Programa. La adjudicación de la demanda insatisfecha se efectuará según criterios de favorabilidad para el Emisor y con sujeción a los criterios establecidos en el instructivo de la Bolsa de Valores de Colombia.
- Una vez realizada la adjudicación de los Títulos para las demandas recibidas dentro de los horarios establecidos por el Emisor en el correspondiente Aviso de Oferta Pública, y en el evento en que el monto ofrecido no haya sido totalmente adjudicado, si el Emisor así lo decidiere se podrá continuar recibiendo demandas hasta el vencimiento de la Vigencia de la Oferta. Dichas demandas serán adjudicadas de acuerdo con el orden de llegada, a la Tasa Cupón previamente determinada para cada

sub-serie, hasta que el monto total ofrecido se adjudique en su totalidad o hasta el vencimiento de la Vigencia de la Oferta.

- Cuando la Bolsa de Valores de Colombia como administrador del sistema de Subasta Holandesa publique los resultados de la adjudicación, cada Agente Colocador deberá informarle a sus Inversionistas si la demanda fue aceptada (y bajo qué características) o si fue rechazada. Dicha notificación se realizará por cualquier medio idóneo a cada uno de los Inversionistas participantes a través del Agente Colocador por el cual realizó la demanda.

#### **4.7.1. Modalidad de Subasta Holandesa**

Cuando el mecanismo de adjudicación sea Subasta, la subasta para la adjudicación de los Títulos se realizará utilizando el aplicativo de Subasta Holandesa desarrollado por la Bolsa de Valores de Colombia. El procedimiento operativo de la Subasta Holandesa se informará en el respectivo Aviso de Oferta Pública y se podrá consultar en el instructivo operativo que la Bolsa de Valores de Colombia expida para cada subasta. La adjudicación se realizará respetando las condiciones especificadas en el respectivo Aviso de Oferta Pública. La Bolsa de Valores de Colombia será la encargada de realizar la adjudicación, conforme a los instructivos que para tal efecto determine dicha Bolsa de Valores y en atención a lo previsto en los artículos 2.3.4.2 y siguientes del Reglamento del Sistema Centralizado de Operaciones de Negociación y Registro del MEC, así como a los siguientes términos:

##### **4.7.1.1. Condiciones para la Presentación de Demandas.**

Los destinatarios de la oferta deberán presentar sus solicitudes de demanda a través del Agente Líder Colocador o el(los) Agente(s) Colocador(es) definidos en el Aviso de Oferta Pública correspondiente, o afiliados al MEC conforme se establezca en el Aviso de Oferta Pública respectivo, utilizando el formato que éste(os) distribuya(n), en el horario y a través de los medios de recepción idóneos que el Emisor establezca en el Aviso de Oferta Pública, para que dicha(s) entidad(es), a su vez, presente(n) por ellos tales demandas ante la Bolsa de Valores de Colombia a través de la sesión de colocación por Internet. Si son afiliados al MEC, y siempre y cuando el Aviso de Oferta Pública así lo establezca, podrán presentar sus solicitudes de demanda directamente a la Bolsa de Valores de Colombia en los términos establecidos en el correspondiente Aviso de Oferta Pública y el instructivo operativo expedido para el efecto por dicha entidad.

Los destinatarios de la Oferta Pública respectiva presentarán sus demandas de compra indicando el monto, el cual no podrá ser inferior para el caso de Bonos a cincuenta millones de Pesos (\$50.000.000), y para el caso de Papeles Comerciales a diez millones de Pesos (\$10.000.000), la subserie demandada, y la tasa o el Margen demandada(o) expresada en porcentaje con dos (2) decimales.

Las demandas que no cumplan con los montos mínimos, estén por encima de las Tasa Máxima de Rentabilidad, no especifiquen la subserie demandada o no presenten alguno(s) de los datos solicitados anteriormente o previstos en el Aviso de Oferta Pública, se entenderán como no válidas.

En el evento en que alguna(s) demanda(s) llegue(n) ilegible(s) a los Agentes Colocadores o a los afiliados al MEC, según corresponda, se le solicitará inmediatamente al(o los) Inversionista(s) que reenvíe(n) su(s) demanda(s) o que la(s) confirme(n) telefónicamente.

Las demandas se entenderán en firme una vez sean presentadas apropiadamente a la Bolsa de Valores de Colombia por el Agente Líder Colocador, el(los) Agente(s) Colocador(es) o los afiliados al MEC. Por el solo hecho de presentar una demanda, se entenderá que tanto el Agente Colocador, el afiliado al MEC, como el Inversionista en general, aceptan las condiciones previstas tanto en el presente Prospecto, como en el Reglamento de Emisión y Colocación, en el correspondiente Aviso de Oferta Pública y en el instructivo operativo. A la hora de cierre finalizará la recepción de demandas con destino a la subasta y la Bolsa de Valores de Colombia efectuará la adjudicación siguiendo los criterios descritos en el respectivo instructivo operativo publicado por dicha Bolsa de Valores.

#### **4.7.1.2. Sistema de adjudicación y de cumplimiento de la Bolsa de Valores**

La Bolsa de Valores de Colombia en su calidad de administrador del sistema de subasta será la entidad encargada de realizar la adjudicación de los Títulos, conforme a los requisitos establecidos en el instructivo operativo que emita la Bolsa de Valores de Colombia para cada operación de adjudicación en el mercado primario que se realice bajo el Programa mediante el mecanismo de subasta, de ser aplicable, y para el proceso de cumplimiento de las operaciones producto de tal adjudicación.

Para la realización de cada oferta, dicho instructivo operativo será (i) publicado por la Bolsa de Valores de Colombia en su página web [www.bvc.com.co](http://www.bvc.com.co) para efectos de ser consultado por el Agente Líder Colocador y a (el) (los) Agente(s) Colocador(es), y (ii) remitido por el Emisor a la Superintendencia Financiera de Colombia.

La Bolsa de Valores de Colombia será la entidad encargada de:

- Realizar la adjudicación, y como tal deberá recibir las demandas presentadas por el Agente Líder Colocador, (el) (los) Agente(s) Colocador(es) y los afiliados al MEC, según se establezca en el respectivo Aviso de Oferta, aceptarlas o rechazarlas, y adjudicarlas, así como atender consultas referentes al proceso de colocación, todo conforme a los términos y condiciones previstas en el instructivo operativo, y las que se definan en este Prospecto y en el Aviso de Oferta Pública correspondiente. Para el efecto, todo el proceso estará a cargo de un representante legal de la Bolsa de Valores de Colombia.
- Realizar el proceso de cumplimiento de las operaciones producto de la adjudicación, para lo cual deberá instruir a DECEVAL de conformidad a lo establecido en el instructivo.

Las demandas se entenderán en firme por el solo hecho de haberlas presentado, entendido esto como el acto de haberlas presentado y que hayan sido recibidas por la Bolsa de Valores de Colombia por el Agente Líder Colocador, el(los) Agente(s) Colocador(es) o el afiliado al MEC apropiadamente, según corresponda. En todo caso, por el hecho de presentar una demanda, se entenderá que tanto el Agente Colocador, como el afiliado al MEC y el Inversionista en general, aceptan las condiciones previstas en el Reglamento de Emisión y Colocación, en este Prospecto, en el correspondiente Aviso de Oferta Pública y en el instructivo operativo.

#### **4.7.1.3. Criterios de Adjudicación de la Subasta.**

La Bolsa de Valores de Colombia adjudicará la subasta a la Tasa de Corte de cada subserie que resulte del proceso de adjudicación, según se explica en la sección siguiente.

En el evento en que se ofrezca más de una subserie y el monto demandado sea superior al monto ofrecido, el monto a colocar en cada subserie será el que ECOPEPETROL determine según las demandas recibidas. En caso que el monto demandado sea inferior al monto ofrecido, la Bolsa de Valores de Colombia procederá a realizar la adjudicación según las reglas establecidas en el instructivo operativo.

La Tasa de Corte para cada subserie será la misma para la totalidad de los Títulos de dicha subserie y no podrá en ningún caso ser superior a la Tasa Máxima de Rentabilidad establecida para dicha subserie. Aquellas demandas cuyas tasas se encuentren por encima de la Tasa de Corte de cada subserie se entenderán como no aprobadas y no generarán obligación alguna a cargo de ECOPEPETROL.

El Emisor podrá decidir no adjudicar montos en alguna(s) de la(s) subserie(s) ofrecidas cuando se demande por lo menos el ciento por ciento (100%) del monto de la oferta en una o varias de la(s) otras subserie(s) ofrecidas. En todo caso, el Emisor deberá tener en cuenta que no podrá adjudicar montos inferiores al monto de la oferta informado en el correspondiente Aviso de Oferta Pública, salvo que las demandas no superiores a la Tasa Máxima de Rentabilidad que sean presentadas en la subasta, fueren inferiores al monto de la oferta.

#### 4.7.1.4. Adjudicación

Una vez terminado el horario para recibir las demandas por parte de la Bolsa de Valores de Colombia, ésta procederá a determinar el monto total demandado en la subasta y procederá de acuerdo al instructivo operativo que se expida para el efecto y las reglas que se establecen a continuación:

- La Bolsa de Valores de Colombia procederá a aceptar o rechazar las demandas presentadas, las cuales para ser aceptadas no podrán exceder la Tasa Máxima de Rentabilidad establecida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el instructivo operativo que se expida para la correspondiente Emisión.
- Clasificará, ordenará y totalizará las demandas aceptadas por cada serie o sub-serie ofrecida de acuerdo con el criterio de tasa de demanda de menor a mayor, y a igualdad de tasa, por orden cronológico de ingreso, obteniendo el monto total demandado en la subasta.
- Cuando el monto total demandado sea (i) mayor o igual al monto mínimo de colocación, en caso de establecerse en el respectivo Aviso de Oferta Pública, y (ii) menor o igual al monto ofrecido en el correspondiente Aviso de Oferta Pública, se procederá a adjudicar automáticamente todas las demandas a la mayor tasa demandada para cada serie o sub-serie ofrecida. **En todo caso, la tasa de adjudicación nunca podrá ser superior a la Tasa Máxima de Rentabilidad establecida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, que permanecerá oculta.**
- En caso de que el monto total demandado fuere superior al monto ofrecido en el respectivo Aviso de Oferta Pública, la Bolsa de Valores de Colombia entregará al Emisor la información de las demandas recibidas (sin inversionistas finales). El Emisor en ese momento decidirá si hace uso o no de la cláusula de Sobreadjudicación prevista en el correspondiente Aviso de Oferta Pública de ser el caso y determinará el monto a adjudicar en cada serie o sub-serie según criterios de favorabilidad. **La tasa de adjudicación en ningún caso podrá ser superior a la Tasa Máxima de Rentabilidad establecida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, que permanecerá oculta.**
- Una vez el Emisor tome la decisión de monto para cada serie o subserie, informará de esto a la Bolsa de Valores de Colombia para que ésta proceda con la adjudicación bajo el sistema de Subasta Holandesa.
- De acuerdo con lo anterior, la adjudicación se realizará con sujeción a los siguientes criterios:
  1. Todas las demandas presentadas a una tasa mayor a la Tasa de Corte establecida se eliminarán.
  2. Todas las demandas presentadas a una tasa menor a la Tasa de Corte establecida, serán adjudicadas por la cantidad demandada.
  3. En caso que existiere un saldo de una serie o sub-serie por adjudicar menor al total de las demandas presentadas a la Tasa de Corte, se procederá a adjudicar a la Tasa de Corte el saldo a prorrata de las demandas, respetando el criterio de Valor Nominal e Inversión Mínima.
  4. Si por efectos del prorrateo y de las condiciones de Valor Nominal e Inversión Mínima, el total adjudicado pudiere resultar inferior al total ofrecido en la serie o sub-serie respectiva, este saldo se adicionará: (i) A la demanda a la cual le fue asignada la menor cantidad por efectos del prorrateo, siempre y cuando el valor total adjudicado no supere el valor demandado, (ii) En caso que el valor total adjudicado supere el valor demandado, sólo se adjudicará hasta el total demandado y la diferencia pendiente por adjudicar se adicionará a la demanda siguiente con menor cantidad asignada, respetando también el valor total demandado de ésta y así sucesivamente hasta adjudicar la cantidad total ofrecida, (iii) De presentarse dos demandas con igual monto se asignará por orden de llegada (según hora de ingreso de la demanda al sistema electrónico de adjudicación) y a igual orden de llegada por orden alfabético. En ningún caso, para una serie o sub-serie, habrá dos (2) Tasas de Corte diferentes.
- La adjudicación se realizará teniendo en cuenta que la suma total de lo que se adjudique en la(s) serie(s) o sub-serie(s) no puede exceder el monto total de la Emisión, y en todo caso el Cupo Global del Programa. En cualquier caso se deberán atender los siguientes criterios:

1. El Emisor podrá decidir no adjudicar montos en una o varias de la(s) sub-serie(s) ofrecidas cuando se demande por lo menos el cien por ciento (100%) del monto ofrecido en el correspondiente Aviso de Oferta Pública en otra (s) sub-serie(s), o podrá otorgar montos parciales por sub-serie conforme a criterios de favorabilidad para el Emisor. En todo caso, en este evento el Emisor deberá tener en cuenta que no podrá adjudicar montos inferiores al monto ofrecido en el correspondiente Aviso de Oferta Pública, teniendo en cuenta la Tasa Máxima de Rentabilidad.
  2. En caso que queden saldos en una o varias de las sub-series ofrecidas, se podrán ofrecer en un nuevo Aviso de Oferta Pública, no necesariamente bajo las mismas condiciones o bajo el mismo mecanismo previsto en el Aviso de Oferta Pública correspondiente. Para efectos de la subasta y la adjudicación de los Títulos que no fueron demandados, se tomará su Valor Nominal.
- Declaratoria de Subasta Desierta: La subasta se declarará desierta cuando se presente al menos uno de los siguientes casos:
    1. Cuando no se presente al menos una demanda sobre los Títulos;
    2. Cuando la totalidad de las demandas presentadas exceden la Tasa Máxima de Rentabilidad;
    3. En el evento en que el Emisor haya establecido un monto mínimo de molocación en el respectivo Aviso de Oferta Pública y no se adjudiquen Títulos por el monto mínimo allí establecido; ó
    4. En los demás casos establecidos en el Aviso de Oferta Pública respectivo.

Declarada desierta la subasta y habiéndose presentado demandas válidas, se resolverán los contratos de suscripción de los Títulos celebrados en virtud del Aviso de Oferta Pública correspondiente.

En el evento en que se publique el primer Aviso de Oferta Pública y la subasta de los mismos se declare desierta, se entenderá que no ha ocurrido la Fecha de Emisión de los Títulos.

#### **4.7.2. Modalidad de Demanda en Firme**

El mecanismo de adjudicación con base en Demanda en Firme, se hará en las siguientes condiciones:

Los destinatarios de la Oferta Pública de cada Lote de cada Emisión enviarán sus órdenes de compra a la entidad establecida por el Emisor en el correspondiente Aviso de Oferta Pública, a través de los medios establecidos y dentro del horario determinado para tal fin en el respectivo aviso. El Aviso de Oferta Pública respectivo también señalará la hora de apertura y la hora hasta la que se recibirán demandas.

El Emisor podrá determinar en el correspondiente Aviso de Oferta Pública que será la Bolsa de Valores de Colombia S.A. la entidad encargada de administrar la colocación bajo el mecanismo de Demanda en Firme y en este caso los criterios de presentación de demandas y de adjudicación serán los establecidos en el instructivo operativo que la Bolsa de Valores de Colombia emita para cada colocación.

En el evento en que el Emisor opte por utilizar algún procedimiento de colocación diseñado por el Agente Líder para algún Lote en particular, la descripción detallada de dicho procedimiento deberá ser incluida en el respectivo Aviso de Oferta Pública.

En el evento en el cual sea el Emisor el administrador de la colocación bajo el mecanismo de Demanda en Firme, la descripción detallada de dicho procedimiento deberá ser incluida en el respectivo Aviso de Oferta Pública.

En el Aviso de Oferta Pública se incluirá el mecanismo a través del cual se informará a los Inversionistas el monto adjudicado. Además, se dejará constancia de la fecha y hora de recepción de las demandas y el revisor fiscal del Agente Líder Colocador deberá estar presente durante la recepción de las demandas y durante el proceso de adjudicación a efecto de certificar el cumplimiento de los parámetros establecidos en el respectivo Aviso de Oferta Pública. La certificación expedida por el revisor fiscal deberá informarse

el día de la colocación, a la Superintendencia Financiera de Colombia, utilizando para ello el mecanismo de información relevante.

Las órdenes deberán indicar la subserie y el monto demandado (el cual no puede ser superior al monto ofrecido en el respectivo Aviso de Oferta Pública), y que se aceptan las demás condiciones faciales de los Títulos establecidas en el Aviso de Oferta Pública correspondiente. Las demandas de los Inversionistas que no especifiquen la subserie y un monto de suscripción se considerarán no aprobadas.

Una vez recibida la demanda, se le asignará la fecha y hora de recepción. En el evento en que alguna(s) demanda(s) llegue(n) ilegible(s) se le solicitará inmediatamente al(o los) Inversionista(s) que reenvíe(n) su(s) demanda(s) y que la(s) confirme(n) telefónicamente, respetando en cualquier caso la hora y orden de llegada. En estos eventos, cada destinatario tendrá el plazo que se establezca en el respectivo Aviso de Oferta Pública para corregir o reenviar su oferta; en el evento en que este plazo expire sin que la oferta haya sido corregida o reenviada, la postura de demanda respectiva no será tenida en cuenta.

Cada Agente Colocador deberá informarle a sus Inversionistas si la demanda fue aceptada (y bajo qué características) o si fue rechazada. Dicha notificación se realizará por cualquier medio idóneo a cada uno de los Inversionistas participantes a través del Agente Colocador por el cual realizó la demanda.

En el evento en que el Emisor opte por utilizar el mecanismo de Demanda en Firme, indicará en el Aviso de Oferta Pública respectivo si la adjudicación de los Títulos se hará por orden de llegada o por prorrateo, y el procedimiento aplicable.

En el evento en que la demanda supere la oferta y se haya establecido la adjudicación de los Títulos por orden de llegada, en el caso que dos o más demandas sean ingresadas al sistema en el mismo instante prevalecerá la que tenga el mayor monto demandado; si los montos son iguales, se adjudicará por orden alfabético.

## 5. INFORMACIÓN DEL EMISOR – ECOPETROL S.A.

### 5.1. Información General de la Compañía

La información financiera suministrada en el presente Prospecto, para el primer trimestre de 2013 y 2012, se basa en los Estados Financieros no auditados de ECOPETROL para estos periodos.

#### 5.1.1. Razón Social y Situación de la Compañía

El Emisor se denomina ECOPETROL S.A., que también podrá usar la sigla ECOPETROL.

ECOPETROL es una entidad descentralizada del orden nacional, creada por autorización de la Ley 165 de 1948, mediante Decreto 0030 de 1951, identificada con el NIT 899-999-068-1, organizada como Sociedad de Economía Mixta con base en lo establecido en el Artículo 2° de la Ley 1118 de 2006, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, y cuyos Estatutos Sociales están contenidos de manera integral en la Escritura Pública 5314 del 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C., debidamente registrada en la Cámara de Comercio de Bogotá, y en la Escritura Pública No. 560 del 23 de mayo de 2011, otorgada en la Notaría Cuarenta y Seis del Círculo Notarial de Bogotá D.C.

#### 5.1.2. Duración y Domicilio

El término de duración de la compañía es indefinido. El domicilio principal de la sociedad es la ciudad de Bogotá, Departamento de Cundinamarca, República de Colombia.

- **Dirección Oficina Principal:**  
Carrera 13 No. 36 - 24

#### 5.1.3. Disolución y Liquidación de ECOPETROL

De conformidad con el artículo 41 de los estatutos de ECOPETROL, la sociedad únicamente se disolverá por las causales previstas en los numerales 1° y 2° del artículo 457 del Código de Comercio, o en el evento de que todas las acciones suscritas lleguen a pertenecer a un solo accionista.

Lo anterior, de conformidad con lo previsto en el artículo 85 de la Ley 489 de 1998 y en el artículo 19.12 de la Ley 142 de 1994 o las normas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.

#### 5.1.4. Fecha de Constitución

La Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL), hoy ECOPETROL S.A. nació el 25 de agosto de 1951, por autorización de la Ley 165 de 1948 y mediante Decreto 0030 de 1951, como consecuencia de la reversión de la concesión De Mares al Estado colombiano.

#### 5.1.5. Estatutos Sociales

Los Estatutos Sociales se encuentran contenidos en la Escritura Pública No. 5314 del 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C., debidamente registrada en la Cámara de Comercio de Bogotá, y en la Escritura Pública No. 560 del 23 de mayo de 2011, otorgada en la Notaría Cuarenta y Seis del Círculo Notarial de Bogotá D.C. La última reforma a los Estatutos de Ecopetrol fue aprobada mediante Acta de Asamblea de Accionistas número 28 de fecha 21 de Marzo de 2013, la cual fue protocolizada mediante Escritura Pública No. 666 de fecha 07 de Mayo de 2013 de la Notaría 65 del Círculo de Bogotá D.C., debidamente registrada ante la Cámara de Comercio de Bogotá el día 20 de Mayo de 2013. En virtud de la reforma en mención, se suprime la facultad de la Asamblea de Accionistas de Ecopetrol de aprobar la emisión de bonos no convertibles en acciones y se establece como competencia de la Junta Directiva.

#### 5.1.6. Lugar en Donde se Pueden Consultar los Estatutos Sociales

En la página web de ECOPETROL, en la sección:

[http://www.ECOPETROL.com.co/documentos/38400 Estatutos Sociales de ECOPETROL S.A. - actualizados reforma estatutaria 24 de marzo de 2011.pdf](http://www.ECOPETROL.com.co/documentos/38400_Estatutos_Sociales_de_ECOPETROL_S.A._actualizados_reforma_estatutaria_24_de_marzo_de_2011.pdf)

#### **5.1.7. Declaración del Accionista Mayoritario de ECOPETROL S.A.**

El 26 de julio de 2007, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, Oscar Iván Zuluaga, firmó la “Declaración de la Nación en su calidad de Accionista Mayoritario” de ECOPETROL para brindar garantías a quienes adquirieran acciones, claridad y mayor participación en la toma de decisiones relativas a la Empresa y en aplicación de las mejores prácticas de gobierno corporativo.

En la Declaración de la Nación en su calidad de accionista mayoritario de ECOPETROL S.A., la Nación se obligó de manera unilateral a proteger los intereses de los accionistas minoritarios así:

1. En la integración de la Junta Directiva, se comprometió a incluir dentro de su lista de candidatos a personas propuestas por los departamentos productores de hidrocarburos explotados por ECOPETROL y por los diez (10) accionistas minoritarios con mayor participación accionaria.
2. En la política de distribución de dividendos, se comprometió a garantizar efectivamente el derecho de todos los accionistas de recibir dividendos de conformidad con lo establecido en la Ley.
3. Se comprometió a apoyar con su voto las iniciativas que permitan a los accionistas incluir temas adicionales a los previstos en el orden del día de las reuniones extraordinarias de la Asamblea General de Accionistas, si éstas son presentadas por uno o más accionistas que representen por lo menos el dos por ciento (2%) de las acciones suscritas de la sociedad.
4. Se comprometió a que la disposición de activos cuyo monto sea igual o superior al 15% de la capitalización bursátil será discutida y decidida en el seno de la Asamblea General de Accionistas y la Nación sólo podrá votar afirmativamente, si el voto de los accionistas minoritarios es igual o superior al 2% de las acciones suscritas por los accionistas diferentes de la Nación.
5. En relación con el ejercicio del derecho de retiro, si no es posible llegar a un acuerdo sobre el precio de las acciones, la Nación se comprometió a proponer a la Asamblea y a votar de forma tal que el valor de adquisición y/o reembolso de las Acciones se determine de la siguiente manera, sin perjuicio de que el accionista opte por el procedimiento establecido en la ley para el efecto: La Cámara de Comercio de Bogotá designará una firma de banca de inversión de reconocida experiencia en el mercado nacional o internacional, quien deberá establecer el valor de las Acciones.

El texto de la “Declaración de la Nación en su calidad de Accionista Mayoritario” se incluye como Anexo 9.1 a este Prospecto, la cual en todo caso, se recomienda leer en su integridad.

#### **5.1.8. Modificaciones al Código de Buen Gobierno Efectuadas Durante el Año 2012**

Desde el 9 de julio de 2010, fecha en la cual se modificó el Código de Buen Gobierno, no se han realizado modificaciones al Código de Buen Gobierno de ECOPETROL.

#### **5.1.9. Entidades Estatales que ejercen inspección y vigilancia sobre el Emisor**

- Regulación:

##### ***Ministerio de Minas y Energía***

El Ministerio de Minas y Energía es responsable de administrar y regular los recursos naturales renovables del país, asegurando su uso óptimo mediante la adopción y definición de políticas nacionales respecto a explotación, producción, transporte, refinación, distribución y exportación de minerales e hidrocarburos.

##### ***CREG***

Las Leyes 142 y 143 de 1994 crearon la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), una Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, responsable de establecer los estándares para la explotación y uso de la energía, regulando el servicio público de energía y gas. La CREG también es responsable de fomentar el desarrollo de la industria de servicio eléctrico, promoviendo la competencia y

respondiendo a las necesidades del consumidor y la industria. El Decreto 4130 de 2011 le asignó a la CREG nuevas funciones, que previamente habían sido desarrolladas por el Ministerio de Minas y Energía.

#### ***Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible***

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, anteriormente Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, se reorganizó por la Ley 1444 de 2011, tiene entre sus principales funciones la emisión de directivas públicas relacionadas con el uso y explotación de recursos naturales, y establecer por Decreto, la regulación nacional de leyes ambientales. Para las actividades petroleras, particularmente, el Ministerio define la estructura que regula las reglas para la emisión de licencias y permisos necesarios para el desarrollo de las siguientes actividades: Sísmica cuando el proyecto incluye la construcción de caminos y carreteras, exploración extracción, transporte y refinación.

#### ***Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)***

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) fue creada en el año 2003, y es responsable por la administración de las reservas de Hidrocarburos de Colombia. Su objetivo es administrar las reservas de hidrocarburos pertenecientes a la Nación a través del diseño, promoción y negociación de los acuerdos de las actividades de exploración y producción en las áreas en donde se encuentran los hidrocarburos. La ANH también es responsable por la creación y mantenimiento de condiciones atractivas para las inversiones privadas en el sector de hidrocarburos, así como del diseño de rondas de subasta para bloques exploratorios. El Decreto 4137 de 2011, cambió la naturaleza legal de la ANH definiendo así nuevas funciones para esta.

#### ***Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA)***

Creada por el Decreto 3573 de 2011, tiene entre otras funciones la emisión de licencias y permisos ambientales requeridos para el desarrollo de trabajos y proyectos relacionados con actividades petrolíferas. Adicionalmente, la ANLA permanentemente monitorea el cumplimiento de las licencias, maneja las quejas y reclamos presentados por la comunidad, y en general, se encarga de manejar la operación de los instrumentos ambientales que ECOPETROL opera.

- Inspección, Control y Vigilancia:

#### **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios**

Bajo la legislación colombiana, la distribución y comercialización de gas natural es considerado un servicio público. En consecuencia, esta actividad está regulada por la Ley 142 de 1994 y supervisada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

#### **Superintendencia Financiera de Colombia**

La Superintendencia Financiera de Colombia es responsable de monitorear, promover y regular los títulos valores negociados en el mercado público de valores, los emisores registrados, las firmas comisionistas, los fondos de pensiones y cualquier otro participante en dicho mercado, incluyendo la Bolsa de Valores de Colombia.

ECOPETROL es un emisor de valores en la medida en que sus acciones, bonos de deuda pública interna y bonos pensionales se encuentran inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores y en la Bolsa de Valores de Colombia S.A. Por lo anterior, la Superintendencia Financiera de Colombia es responsable de la supervisión de cualquier actividad realizada por ECOPETROL y que pueda afectar sus títulos. ECOPETROL debe mantener permanentemente actualizada a la Superintendencia Financiera de Colombia, sobre cualquier evento material, además de remitir información financiera periódicamente.

#### **Superintendencia de Sociedades**

ECOPETROL está sujeta a la supervisión de la Superintendencia de Sociedades que es la entidad gubernamental encargada de supervisar las sociedades mercantiles domiciliadas en Colombia.

#### **Superintendencia Nacional de Salud**

Dado que ECOPETROL otorga beneficios de salud a sus empleados y sus familias, la Superintendencia Nacional de Salud posee atribuciones de control y regulación sobre ECOPETROL, en relación con la inspección, supervisión y control del sistema de salud de la seguridad social.

#### **Superintendencia de Puertos y Transporte**

La Superintendencia de Puertos y Transporte regula a ECOPETROL en temas relacionados con contratos de Concesión de Puertos, en los que ECOPETROL actúa como contratista.

#### **5.1.10. Objeto Social**

De conformidad con lo establecido en los Estatutos Sociales, el objeto social de ECOPETROL es el desarrollo, en Colombia o en el exterior, de actividades comerciales o industriales correspondientes o relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos.

Adicionalmente, forman parte del objeto social de ECOPETROL:

- 1) La administración y manejo de todos los bienes muebles e inmuebles que revirtieron al Estado a la terminación de la antigua Concesión De Mares. Sobre tales bienes tendrá, además, las facultades dispositivas previstas en la ley.
- 2) La exploración y explotación de hidrocarburos en áreas o campos petroleros que, antes del 1º de Enero de 2004: a) se encontraban vinculadas a contratos ya suscritos o, b) estaban siendo operadas directamente por ECOPETROL
- 3) La exploración y explotación de las áreas o campos petroleros que le sean asignadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH-.
- 4) Exploración y explotación de hidrocarburos en el exterior, directamente o a través de contratos celebrados con terceros.
- 5) Refinación, procesamiento y cualquier otro proceso industrial o petroquímico de los hidrocarburos, sus derivados, productos o afines, en instalaciones propias o de terceros, en el territorio nacional y en el exterior.
- 6) Compra, venta, importación, exportación, procesamiento, almacenamiento, mezcla, distribución, comercialización, industrialización, y/o venta de hidrocarburos, sus derivados, productos y afines, en Colombia y en el exterior.
- 7) Transporte y almacenamiento de hidrocarburos, sus derivados, productos y afines, a través de sistemas de transporte o almacenamiento propios o de terceros, en el territorio nacional y en el exterior, con excepción del transporte comercial de gas natural en el territorio nacional.
- 8) Realizar la investigación, desarrollo y comercialización de fuentes convencionales y alternas de energía.
- 9) Realizar la producción, mezcla, almacenamiento, transporte y comercialización de componentes oxigenantes y biocombustibles.
- 10) Realizar la operación portuaria.
- 11) Realizar cualquier actividad complementaria, conexas o útil para el desarrollo de las anteriores.
- 12) Garantizar obligaciones ajenas cuando ello sea estrictamente necesario dentro del giro de sus negocios y en el marco de su objeto social, previa autorización de su Junta Directiva.
- 13) A solicitud de los accionistas podrá apoyar, promover, y gerenciar los programas de democratización accionaria de ECOPETROL, conforme lo dispongan las normas aplicables sobre la materia. Para tales efectos podrá celebrar y hacer parte de acuerdos y convenios en virtud de los cuales se le asignan responsabilidades, generales o particulares, según convengan a los intereses del accionista y de la respectiva transacción

Por otra parte, es importante señalar que ECOPETROL podrá celebrar todos los actos, contratos y negocios jurídicos y actividades que sean requeridas para el adecuado cumplimiento de su objeto, y en especial las que se relacionan a continuación:

- 1) Construcción, operación, administración, mantenimiento, disposición y manejo, en el territorio nacional y en el exterior, de sistemas de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, sus derivados y productos; refinerías; estaciones de bombeo, recolección, compresión o tratamiento; plantas de abastecimiento; terminales, y en general, todos aquellos bienes muebles e inmuebles que se requieran para el cumplimiento del objeto social.
- 2) Celebración, en Colombia o en el exterior, de toda clase de acuerdos, convenios, contratos y negocios jurídicos previstos en las disposiciones legales nacionales o internacionales o derivados del ejercicio de la autonomía de la voluntad, en tanto correspondan o tengan relación con el desarrollo del objeto social o las funciones que le fueron asignadas a ECOPETROL, o con el desarrollo de operaciones subsidiarias o complementarias de aquellos. Entre ellos, la celebración

- de contratos de compra o enajenación de derechos de producción, y de contratos de cobertura de riesgo.
- 3) Prestación y comercialización de toda clase de servicios relacionados con el desarrollo de su objeto social.
  - 4) Previa autorización de su Junta Directiva:
    - a) Abrir sucursales, agencias, o subordinadas, en Colombia o en el extranjero cuando se estime conveniente.
    - b) Participar con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, de derecho público o privado, en Colombia o en el exterior, en la constitución de sociedades, asociaciones, corporaciones o fundaciones que tengan un objeto igual, similar, conexo, complementario, necesario o útil para el desarrollo del objeto social de ECOPETROL
    - c) Adquirir acciones o cuotas en sociedades, asociaciones, corporaciones o fundaciones previamente constituidas, que tengan un objeto igual, similar, conexo, complementario, necesario o útil para el desarrollo del objeto social de ECOPETROL
    - d) Enajenar acciones y derechos en sociedades, asociaciones, corporaciones o fundaciones en las cuales tenga participación, en los términos de las disposiciones legales que rijan la venta de acciones de las entidades estatales.
    - e) Conformar empresas unipersonales o asumir cualquier forma asociativa o de colaboración empresarial con personas naturales o jurídicas para adelantar actividades relacionadas con el objeto social, así como las conexas, complementarias, necesarias o útiles para el desarrollo del mismo.
    - f) Gravar, enajenar o limitar el derecho de dominio sobre activos fijos de propiedad de ECOPETROL S.A., diferentes de los hidrocarburos, sus derivados y productos refinados o petroquímicos.
  - 5) Construcción, adquisición o administración de toda clase de instalaciones para desarrollar eficientemente su objeto social.
  - 6) Adquisición, distribución o comercialización de productos relacionados con su objeto social, y abrir o administrar, directa o indirectamente, las sucursales, subordinadas o agencias que sean necesarias para ello.
  - 7) Celebración de toda clase de operaciones con entidades financieras o aseguradoras.
  - 8) Celebración de toda clase de operaciones de crédito.
  - 9) Titularización de activos e inversiones.
  - 10) Colocación de sus excedentes de tesorería y sus reservas en el mercado de capitales, de manera transitoria o permanente, suscribiendo Bonos, adquiriendo títulos, acciones, derechos, efectuando depósitos o realizando cualquier tipo de operación con entidades financieras autorizadas.
  - 11) Realización de toda clase de inversiones y de operaciones de tesorería con entidades autorizadas para ello.
  - 12) Obtención y explotación del derecho de propiedad industrial sobre marcas, dibujos, insignias, patentes y cualquier otro bien incorporeal y gestionar la inscripción de los registros respectivos ante la autoridad competente.
  - 13) Realización de las investigaciones necesarias para obtener el soporte tecnológico que se requiera; registrar y obtener los respectivos títulos de propiedad industrial de las nuevas tecnologías y productos, resultado de las investigaciones y creaciones de las dependencias competentes de ECOPETROL.
  - 14) Preparación y adiestramiento de personal en todas las especialidades de la industria del petróleo, sus derivados y productos, en el país o en el exterior.
  - 15) Participación en la realización de actividades científicas y tecnológicas relacionadas con su objeto social o con las actividades complementarias, conexas o útiles al mismo, así como realizar su aprovechamiento y aplicación técnica y económica.
  - 16) Participación en el adelantamiento de programas sociales para la comunidad, especialmente con la que se encuentre radicada en los sitios donde tiene influencia.
  - 17) La realización de las funciones anteriores y de cualesquiera otras inversiones, negocios jurídicos o actividades conexas, complementarias o útiles para el desarrollo de su objeto social y funciones en relación con los hidrocarburos, sus derivados, productos, afines, o con productos con capacidad de sustituir aquéllos.
  - 18) Las demás funciones que le asignen la ley o el Gobierno Nacional de acuerdo con aquélla y con estos Estatutos.

#### **5.1.11. Reseña Histórica**

La Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) nació el 25 de Agosto de 1951 como consecuencia de la reversión de la concesión De Mares al Estado colombiano por la Tropical Oil Company. Se creó con un capital de \$500.000, una producción de 37.800 barriles por día y una infraestructura avaluada en \$44 millones. En aquel año generó una utilidad de \$2,2 millones.

ECOPETROL inició sus operaciones con la administración del campo La Cira-Infantas y los ductos que unían dicho campo con la refinería de Barrancabermeja y el puerto de Cartagena. Para esa época, la refinería tenía una capacidad de 22.000 barriles por día y ECOPETROL suscribió un contrato con la International Petroleum Colombia Limited (Intercol) para su administración. La capacidad de la refinería fue ampliada en 1954 a 38.000 barriles por día y siete años después, en 1961, ECOPETROL asumió directamente la operación de la refinería y continuó el desarrollo para convertirla en un complejo industrial y principal centro de producción de combustibles, lubricantes y productos petroquímicos del país.

En el área de exploración y producción, la actividad en la primera mitad del siglo XX estuvo concentrada en la región del Catatumbo y del Magdalena Medio en desarrollo de las concesiones Barco y De Mares. Dichas concesiones permitieron los descubrimientos de los campos de Tibú y La Cira-Infantas, a los que se adicionaron los descubrimientos de los campos Casabe y Velásquez en la década de los años 40.

El nacimiento de ECOPETROL, en 1951, permitió incrementar las actividades de exploración. Una muestra de ello es que tres años después, en 1954, se realizó la primera sísmica nacional dentro de la concesión De Mares que abrió el camino para lograr el descubrimiento del campo Llanito en 1960 por parte de geólogos colombianos.

Una de las primeras necesidades que se hizo evidente por parte de la Empresa fue la de contar con una refinería para cubrir la demanda de combustibles en el norte de Colombia. La Internacional Petroleum Co. Ltd. inició la construcción de la nueva planta en Mamonal (Cartagena), en la misma zona en la que ya existía el terminal del oleoducto de la Andean National Corporation y en la que se contaba con las facilidades portuarias propias de esa bahía. El 7 de diciembre de 1957 se inauguró la Refinería de Cartagena, que sería adquirida por ECOPETROL en 1974 por US\$35 millones, incluyendo el valor del 40% de las acciones del Oleoducto del Pacífico, perteneciente también a Intercol.

En 1970, ECOPETROL adoptó sus primeros estatutos, lo que la transformó en una empresa industrial y comercial del estado colombiano, vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

Al finalizar los años 70, ECOPETROL estructuró la compañía Terpel para ingresar en la comercialización minorista de los combustibles; posteriormente, en los años 90, una parte de dicha compañía fue vendida y ECOPETROL solo conservó un porcentaje minoritario en Terpel Antioquia, que en 2003 también fue vendido.

Los años 70 estuvieron marcados por los cambios incorporados al sistema de contratación en Colombia para las actividades de exploración y producción. En esa época se realizó la transición del sistema de concesión al de asociación. En este último, ECOPETROL se encargaba de administrar el subsuelo y las reservas, el riesgo era asumido por la firma privada y, en caso de éxito, ECOPETROL tenía una participación en la producción, que inicialmente correspondía al 50% de la misma después de regalías.

La segunda mitad de la década de los 70 y la primera de los 80 estuvieron marcadas por la pérdida de la autosuficiencia petrolera y la necesidad de realizar importación de crudos para abastecer la demanda local. Fue precisamente la baja actividad exploratoria de los años previos a la incorporación del sistema de asociación la que motivó en buena medida los cambios que se plasmaron en el sistema de asociación vigente en Colombia hasta el año 2003.

Sin embargo, esa misma época, sobre todo los 70, sí fue prolífica en materia de gas natural gracias a los descubrimientos de La Guajira que permitieron llevar a cabo el plan de masificación que se inició en los 80, primero orientado al sector residencial, y luego a la industria y los vehículos.

Finalmente la actividad exploratoria dio sus frutos en 1983 con el descubrimiento del campo Caño Limón, con reservas probadas de más de 1.100 millones de barriles, que le permitió a Colombia recobrar su autosuficiencia petrolera y hacer del petróleo uno de sus principales productos de exportación. La

historia de grandes descubrimientos se completó pocos años después con los campos de Cusiana y Cupiagua que permitieron que la producción nacional de crudo presentara una curva ascendente en la década de los 90 hasta superar los 800 mil barriles por día en 1999.

El desarrollo de las refinerías continuó en las últimas décadas hasta llevarlas a su capacidad actual: 250 mil barriles por día en Barrancabermeja y 80 mil barriles por día en Cartagena.

La evolución en las áreas de exploración, explotación y refinación durante el siglo XX estuvo acompañada del incremento y consolidación del sistema de transporte de crudo y productos derivados, la construcción de puertos de exportación y la red para conectar las refinerías con los principales centros de consumo del país.

El Decreto Ley 1760 de Junio 26 de 2003 transformó a ECOPETROL en una empresa propiedad del Estado, constituida por acciones, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y fue renombrada como ECOPETROL S.A. Antes de la reorganización, el programa de inversiones estaba limitado por el Gobierno Nacional que tomaba sus decisiones basado en sus necesidades presupuestarias y no en el crecimiento de ECOPETROL.

En 2006, el Congreso de la República autorizó la capitalización de la Empresa mediante la Emisión de hasta un 20% del capital accionario, sujeto a la condición de que la Nación controlara al menos el 80% de las acciones con derecho a voto. En Agosto de 2007, se llevó a cabo la apertura de Oferta Pública que resultó en la Emisión de 4.087.723.771 acciones distribuidas en 482.941 nuevos accionistas y se consiguieron recursos por \$5,72 billones por la venta de 10,1% del capital accionario. En Septiembre 18 de 2008, ECOPETROL realizó el listado de su ADR en la Bolsa de Valores de Nueva York y desde ese momento el Título se viene transando en esta plaza bajo el símbolo “EC”. Cada ADR representa 20 acciones ordinarias de ECOPETROL. En diciembre de 2009, el ADR de ECOPETROL fue listado en la Bolsa de Valores de Lima.

En Abril de 2008, ECOPETROL completó la adquisición de Polipropileno del Caribe S.A. (Propilco), el mayor proveedor de polipropileno de Colombia, incrementando de esta manera su participación en el negocio petroquímico. ECOPETROL adquirió 49% de las acciones de Propilco directamente y el restante 51% indirectamente, a través de su subsidiaria Andean Chemicals Ltd.

En Febrero de 2009, ECOPETROL, en asocio con la compañía coreana Korea National Oil Corporation (KNOC), adquirió el 100% de la participación (50% para cada compañía) en Offshore International Group Inc. (OIG). OIG es la casa matriz de Savia Perú S.A. (antes Petro-Tech Peruana S.A.), que lleva a cabo actividades de exploración y producción en el Perú.

En Febrero de 2009, ECOPETROL firmó un memorando de entendimiento con Glencore International A.C., de acuerdo con el cual adquirió en Mayo de 2009 la totalidad de su participación en Refinería de Cartagena S.A. a través de su subsidiaria Andean Chemicals, convirtiéndose de manera indirecta en el único dueño de Refinería de Cartagena S.A.

En Marzo de 2009, ECOPETROL firmó un memorando de entendimiento con Maurel et Prom, de acuerdo con el cual adquirió en Mayo de 2009 el 100% de su participación en su subsidiaria en Bermuda, Hocol Petroleum Limited. Los principales activos de Hocol Petroleum Limited son Hocol y Homcol, dos compañías incorporadas en las Islas Cayman con sucursales en Colombia involucradas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

En Marzo de 2009, ECOPETROL también firmó un acuerdo con la compañía canadiense Enbridge Inc, de acuerdo con el cual adquirió el 100% de su participación en Oleoducto Central S.A. (Ocensa), incrementando de esta manera su participación en Ocensa de 35,3% a 60%.

Durante el 2010, ECOPETROL continuó en el proceso de desarrollo de su estrategia de inversiones y en la consolidación de su grupo empresarial. En efecto, se inició el proceso de compra, en conjunto con la firma canadiense Talisman, de BP Colombia, tras llegar a un acuerdo con BP Exploration Operating Company Limited, lo cual contribuye a aumentar la base de reservas y producción de Hidrocarburos.

Para complementar esa estrategia se iniciaron las expansiones de los Oleoductos de los Llanos-ODL y OCENSA. Adicionalmente, y como consecuencia de la escisión parcial de Ocensa S.A. en el mes de

diciembre, se constituyó ECOPETROL Transportation Investments Ltd., domiciliada en Islas Bermudas. ECOPETROL S.A. ostenta, directa e indirectamente, el 100% de la participación accionaria en la nueva compañía.

La empresa constituyó la sociedad Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S., con el propósito de construir y operar un oleoducto que asegure la exportación de los excedentes de producción de petróleo proveniente de la región de los llanos.

En línea con la estrategia de expansión e internacionalización y en aras de mejorar la utilización de los recursos financieros del Grupo ECOPETROL, constituyó la filial ECOPETROL Capital AG en Suiza. Así mismo, aumentó su participación indirecta en Bioenergy, a través de su filial Andean Chemicals, pasando del 79,95% al 88,6%. La estructura del Grupo ECOPETROL puede ser consultada en la página web de ECOPETROL.

Por otro lado, durante el 2010 se realizó el proceso de inscripción del ADR en la Bolsa de Toronto, como parte de la estrategia de posicionamiento en los mercados internacionales. Así mismo, en el último año la compañía colocó una Emisión de Bonos en el mercado local por un Billón de Pesos, la cual presentó una sobre demanda de más de 3 veces.

En el año 2011 las reservas probadas netas de crudo y gas natural de propiedad del Grupo ECOPETROL aumentaron 8,3% al llegar a 1,856.7 millones de barriles de petróleo equivalente. Igualmente, la producción bruta equivalente promedio anual de crudo y gas del Grupo ECOPETROL S.A. en 2011 fue de 724 kbped (616 Kbpd de crudo y 108 kbped de gas natural).

En Agosto de 2011, ECOPETROL cumplió 60 años de historia, logrando consolidar sus operaciones en un marco de sostenibilidad y avanzando en el trabajo en equipo como grupo empresarial.

Durante los años 2011 y 2012, ECOPETROL alcanzó récords en términos de utilidad operacional, neta y Ebitda, impulsado por el incremento en la producción y los mejores precios del crudo, así como por varias iniciativas de optimización de costos. Así mismo, el Grupo ECOPETROL siguió la tendencia del balance de ECOPETROL y arrojó resultados récord en 2011. La utilidad neta del grupo fue de \$15 billones de Pesos. Otro hecho destacable durante el año 2011 corresponde al exitoso resultado de la segunda ronda del proceso de democratización accionaria de la empresa con una inyección de recursos por \$ 2,4 billones de Pesos, que permitió elevar a 521.000 el número de accionistas de la compañía.

En Junio de 2012, se constituyó Cenit, como una filial especializada en logística y transporte de hidrocarburos en Colombia. La creación de Cenit tiene por objetivo potenciar el marco estratégico y logístico de la industria petrolera de Colombia, en respuesta al aumento en la producción de hidrocarburos, y aumentar las ventas de crudos y productos refinados, tanto en Colombia como en los mercados internacionales.

ECOPETROL es la compañía más grande de Colombia, integrada en la cadena del petróleo y ubicada entre las 40 petroleras más grandes del mundo y entre las cuatro principales en Latinoamérica. Según la firma especializada Platts, pertenece al grupo de las 23 empresas energéticas de mayor desempeño mundial. Además de Colombia, en donde genera más del 60% de la producción nacional de crudo, posee las dos mayores refinerías de petróleo, la mayor parte de la red de oleoductos y poliductos del país y está incrementando significativamente su participación en biocombustibles. ECOPETROL tiene presencia en actividades de exploración y producción en Brasil, Perú y en el Golfo de México (Estados Unidos).

## 5.2. Composición accionaria del Emisor

A Marzo 31 de 2013, ECOPETROL contaba con un total de 452.418 accionistas. La composición accionaria de ECOPETROL, a Marzo 31 de 2013 era la siguiente:

### Composición Accionaria

Componentes	Numero de acciones	Participación
Nación (Ministerio de Hacienda)	36.384.788,817	88.49%

Fondos de Pensiones	1.718.849.627	4.18%
Personas Naturales	1.494.041.793	3.63%
Fondos y Compañías Extranjeras	289.229.345	0.70%
Personas Jurídicas	730.035.094	1.78%
Fondo ECP ADR Program	499.753.780	1.22%
<b>Total</b>	<b>41.116.698.456</b>	<b>100.00%</b>

En la siguiente tabla se relacionan el número de acciones de ECOPETROL que, con corte a Marzo 31 de 2013, poseen los miembros de Junta Directiva:

Nombre	Número de acciones
Mauricio Cárdenas Santamaría	2.000
Fabio Echeverri Correa	20.311
Joaquín Moreno Uribe	50.000
Luis Carlos Villegas	86.587

### 5.3. Estructura Organizacional del Emisor

#### 5.3.1 Esquema Organizacional



#### 5.3.2 Asamblea General de Accionistas

La Asamblea General de Accionistas es el máximo órgano de dirección de ECOPETROL y está conformada por los titulares de acciones debidamente inscritos en el libro de registro de accionistas, por sí mismos o representados por sus apoderados o representantes legales, reunidos en las condiciones establecidas en los Estatutos y en la Ley.

Sus principales funciones son:

- Designar a la persona que presidirá la reunión.
- Examinar, aprobar o improbar los estados financieros de fin de ejercicio y las cuentas que deban rendir los Administradores.
- Nombrar y remover a los miembros de la Junta Directiva.
- Nombrar y remover al Revisor Fiscal y a sus respectivos suplentes, y fijarles sus honorarios o asignaciones.

- e. Decretar con arreglo a la Ley la distribución de utilidades que resulten de los estados financieros, determinando el monto de las utilidades por repartir, el plazo y las formas de pago de los dividendos. La Asamblea General de Accionistas podrá determinar que las sumas disponibles en cualquier momento para repartir dividendos se capitalicen total o parcialmente, y que su valor se distribuya en acciones de ECOPETROL entre los accionistas a prorrata de las que tengan en el momento de la capitalización.
- f. Acordar la forma de cancelación de pérdidas si las hubiese.
- g. Autorizar cualquier emisión y colocación de acciones en reserva, así como la emisión de bonos convertibles en acciones, ya sean éstas ordinarias o preferenciales.
- h. Autorizar cualquier emisión de acciones privilegiadas o de goce y ordenar la disminución o supresión de los privilegios.
- i. Acordar la manera en que han de distribuirse y pagarse las utilidades sociales.
- j. Ordenar la formación y destino de la reserva ocasional que reclamen las necesidades o conveniencias de ECOPETROL de conformidad con lo establecido en el párrafo primero de este artículo.
- k. Ordenar la readquisición de acciones propias y su posterior enajenación.
- l. Adoptar todas las medidas que reclamen el cumplimiento de estos Estatutos o que exigiere el interés de ECOPETROL.
- m. Estudiar y aprobar las reformas de los Estatutos Sociales, de acuerdo con las normas que regulen la materia.
- n. Aprobar el avalúo de los bienes en especie que reciba ECOPETROL en pago de suscripción de acciones, con posterioridad a la fecha de su constitución.
- o. Considerar los informes de los administradores y/o del representante legal sobre el estado de los negocios sociales, y el informe del revisor fiscal, en su caso.
- p. Aprobar los procesos de reorganización empresarial, tales como fusiones, escisiones, transformaciones o adquisiciones.
- q. Aprobar los aumentos de capital.
- r. Darse su propio reglamento.
- s. Las demás que le asignen la ley o estos Estatutos, y las que no correspondan a otro órgano.

Las reuniones ordinarias de la Asamblea General de Accionistas se efectuarán en el domicilio social, dentro de los tres (3) primeros meses de cada año, en el día y hora indicados en la convocatoria. En esta clase de reuniones, la Asamblea se ocupará de las siguientes funciones, sin perjuicio de las demás que le sean asignadas por la normatividad vigente: a) examinar la situación de ECOPETROL; b) designar los administradores y demás empleados de su elección; c) determinar las directrices económicas de ECOPETROL; d) analizar las cuentas y estados financieros del último ejercicio; e) resolver sobre la disposición y distribución de utilidades y, f) acordar todas las providencias tendientes a asegurar el cumplimiento del objeto social.

Las restantes Asambleas que celebre ECOPETROL tendrán la consideración de reuniones extraordinarias y se celebrarán en el domicilio social, en el día y hora indicados en la convocatoria, la cual se efectuará: a) cuando lo exijan necesidades imprevistas o urgentes de ECOPETROL; b) por convocatoria de una o varias de las siguientes personas: Presidente de ECOPETROL S.A., Junta Directiva, Revisor Fiscal, entidad oficial que ejerza el control permanente de ECOPETROL y, c) directamente o por orden de convocatoria de la entidad oficial que ejerza el control permanente de ECOPETROL, cuando así se lo solicite un número de accionistas que represente por lo menos el cinco por ciento (5%) del total de las acciones suscritas. La orden de convocatoria será cumplida por el Presidente o por el Revisor Fiscal.

La Asamblea General de Accionistas podrá reunirse válidamente en cualquier fecha, hora y lugar, sin previa convocatoria, cuando se cumplan los requisitos previstos en la Ley y en los Estatutos Sociales.

Además de las reuniones presenciales, la Asamblea General de Accionistas podrá reunirse no presencialmente, de conformidad con lo establecido en los artículos 19 y 20 de la Ley 222 de 1995 o las normas que los modifiquen, sustituyan o adicionen.

### **5.3.3 Junta Directiva**

A la fecha de elaboración de este Prospecto de Información, la composición y elección de la Junta Directiva, está establecida estatutariamente como se describe a continuación:

- i) La Junta Directiva de ECOPETROL está integrada por nueve (9) miembros principales sin suplentes, quienes serán elegidos por la Asamblea General de Accionistas, por el sistema de cuociente electoral y para períodos de un (1) año, pudiendo ser reelegidos o removidos en cualquier tiempo por la Asamblea General de Accionistas.
- ii) Los miembros de la Junta Directiva podrán elegirse sin el sistema de cuociente electoral cuando las vacantes se provean por unanimidad.
- iii) La designación como miembro de la Junta Directiva de ECOPETROL podrá efectuarse a título personal o a un cargo determinado.
- iv) Si no se hiciera nueva elección de miembros de la Junta Directiva, se entenderá prorrogado su mandato hasta tanto se efectúe nueva designación.
- v) Los miembros de la Junta Directiva estarán sujetos al régimen de inhabilidades e incompatibilidades que establezca la ley para este efecto.
- vi) Al menos tres (3) de los nueve (9) miembros de la Junta Directiva serán independientes. La elección de los miembros independientes de la Junta Directiva se realizará atendiendo los criterios previstos en el parágrafo segundo del artículo 44 de la Ley 964 de 2005 y de acuerdo con el procedimiento establecido en el Decreto 3923 de 2006 o cualquier disposición que los reglamente, modifique, sustituya o adicione.
- vii) Los miembros de la Junta Directiva que sean elegidos como independientes se comprometerán por escrito, al aceptar el cargo, a que mantendrán su condición de independientes durante el ejercicio de sus funciones. Si por algún motivo pierden esa calidad, deberán renunciar al cargo y el Presidente de ECOPETROL podrá convocar a reunión extraordinaria de Asamblea General de Accionistas, para que sean reemplazados.

## **REUNIONES DE LA JUNTA DIRECTIVA**

La Junta Directiva se reunirá ordinariamente por lo menos una vez al mes en las oficinas de ECOPETROL o en el lugar que ella señale, en la fecha y hora que ella determine y, extraordinariamente, por convocatoria de sí misma, del Presidente, del Revisor Fiscal o de dos (2) de sus miembros.

La convocatoria a reuniones, tanto ordinarias como extraordinarias, se efectuará mediante comunicación entregada o radicada ante cada uno de los miembros con una antelación no inferior a cinco (5) días calendario; dicha comunicación podrá ser enviada a través de cualquier medio idóneo, como fax o correo electrónico.

La Junta Directiva elegirá entre sus miembros a su Presidente y Vicepresidente, quienes tendrán la función de presidir y dirigir las reuniones ordinarias y extraordinarias de la Junta Directiva y serán elegidos para períodos de un (1) año. En las sesiones en que estén ausentes tanto el Presidente como el Vicepresidente, los asistentes podrán designar entre sus miembros a la persona que presida la respectiva reunión.

El Secretario General actuará como secretario de la Junta Directiva.

El Presidente de ECOPETROL asistirá a las reuniones de la Junta Directiva, en las cuales tendrá voz pero no voto. En ningún caso el Presidente de ECOPETROL podrá ser designado como Presidente de la Junta Directiva.

La Junta Directiva deliberará con un número igual o superior a cinco de sus miembros. Las decisiones se tomarán por mayoría de los votos de los miembros presentes.

## **FUNCIONES**

Son funciones de la Junta Directiva:

- 1) Nombrar, evaluar y remover al Presidente de ECOPETROL.
- 2) Darse su propio reglamento y expedir las normas generales para el funcionamiento de todas las dependencias de ECOPETROL.
- 3) Autorizar de manera previa las siguientes decisiones o actividades, y las restantes que requieran su autorización de conformidad con estos Estatutos:
  - a) Abrir sucursales, agencias, o subordinadas, en los lugares de Colombia o del extranjero cuando se estime conveniente.

- b) Participar con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, de derecho público o privado, en Colombia o en el exterior, en la constitución de sociedades, asociaciones, corporaciones o fundaciones que tengan un objeto igual, similar, conexo, complementario, necesario o útil para el desarrollo del objeto social de ECOPETROL.
  - c) Adquirir acciones o cuotas en sociedades, asociaciones, corporaciones o fundaciones previamente constituidas, que tengan un objeto igual, similar, conexo, complementario, necesario o útil para el desarrollo del objeto social de ECOPETROL.
  - d) Enajenar acciones y derechos en sociedades, asociaciones, corporaciones o fundaciones en cuales tenga participación, en los términos de las disposiciones legales que rijan la venta de acciones de las entidades estatales.
  - e) Conformar empresas unipersonales o asumir cualquier forma asociativa o de colaboración empresarial con personas naturales o jurídicas para adelantar actividades relacionadas con el objeto social, así como las conexas, complementarias, necesarias o útiles para el desarrollo del mismo.
  - f) Gravar, enajenar o limitar el derecho de dominio sobre activos fijos de propiedad de ECOPETROL diferentes de los hidrocarburos, sus derivados y productos refinados o petroquímicos.
- 4) Estudiar los informes anuales que debe rendir el Presidente sobre las labores desarrolladas por ECOPETROL.
  - 5) Fijar la política de relaciones industriales y las escalas salariales que debe adoptar ECOPETROL para su personal y definir, revisar y actualizar los perfiles del Presidente y en general, de los altos ejecutivos, de acuerdo con las recomendaciones del Comité de Compensación y Nominación de la Junta Directiva.
  - 6) Designar y remover, de acuerdo con el Presidente de ECOPETROL, a los funcionarios de ECOPETROL hasta el nivel de Vicepresidentes y Directores, pudiendo delegar estas funciones en el Presidente de ECOPETROL.
  - 7) Aprobar el presupuesto de ECOPETROL y dictar las normas para la elaboración y ejecución del mismo y para el manejo de los bienes y recursos de ECOPETROL, siguiendo en lo que sea compatible con dichas finalidades y funciones, las prescripciones legales correspondientes.
  - 8) Aprobar el Reglamento o Manual de Contratación, función que podrá delegar en el Presidente de ECOPETROL.
  - 9) Intervenir en todas las actuaciones que tengan como propósito, a juicio suyo, el mejor desarrollo de las actividades de ECOPETROL, para lo cual podrá solicitar informes periódicos a los altos ejecutivos sobre la situación de ECOPETROL, incluyendo informes sobre las estrategias corporativas de negocio y sobre los riesgos a los que se enfrenta ECOPETROL y, si lo consideran necesario, darlos a conocer a los accionistas a través de la Oficina de Atención al Accionista e Inversionista y diseñar las estrategias para enfrentarlos oportunamente.
  - 10) Presentar a la Asamblea General de Accionistas las cuentas, estados financieros e inventarios de ECOPETROL, proponerle la aprobación de fondos de reserva adicionales a los legales y proponer la distribución de utilidades.
  - 11) Examinar, cuando lo considere necesario, los documentos y libros de ECOPETROL, presentar a la Asamblea General de Accionistas un informe detallado sobre el estado de los negocios sociales de conformidad con los artículos 46 y 47 de la Ley 222 de 1995.
  - 12) Reglamentar la emisión y colocación de acciones de ECOPETROL, y aprobar los prospectos respectivos. En todo caso, la Junta Directiva podrá delegar en el Presidente de ECOPETROL la aprobación del reglamento de suscripción, el prospecto de emisión y todos los demás documentos relativos a la emisión y colocación de acciones.
  - 13) Presentar conjuntamente con el Presidente de ECOPETROL, a la Asamblea General de Accionistas y para su aprobación, los estados financieros de cada ejercicio, acompañados de los documentos establecidos en el artículo 446 del Código de Comercio o en las disposiciones que lo reglamenten o lo modifiquen.
  - 14) Dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 447 del Código de Comercio o en las disposiciones que lo reglamenten o modifiquen.
  - 15) Autorizar inversiones extraordinarias en caso de urgencia y los gastos extraordinarios a que haya lugar para garantizar el normal desarrollo del objeto social de ECOPETROL, de conformidad con las normas presupuestales vigentes.
  - 16) Servir de órgano consultivo para todos los asuntos que el Presidente de ECOPETROL requiera.
  - 17) Aprobar el Código de Buen Gobierno que le sea presentado por el Presidente de ECOPETROL y las modificaciones o ajustes posteriores que se proponga efectuar al mismo.

- 18) Delegar en el Presidente de ECOPETROL alguna o algunas de la(s) funciones de la Junta que conforme a la Ley se puedan delegar.
- 19) Conceder permisos o licencias al Presidente de ECOPETROL, y nombrar un Encargado en caso de ausencia de sus suplentes.
- 20) Adoptar las medidas específicas respecto del gobierno de ECOPETROL, su conducta y su información, con el fin de asegurar el respeto de los derechos de quienes inviertan en sus acciones o en cualquier otro valor que emita, de acuerdo con los parámetros fijados por los órganos de regulación del mercado, y la adecuada administración de sus asuntos y el conocimiento público de su gestión.
- 21) Presentar conjuntamente con el Presidente de ECOPETROL un informe que describa los asuntos enunciados en el numeral 20) anterior, a la Asamblea General de Accionistas.
- 22) Verificar la efectividad y transparencia de los sistemas contables de ECOPETROL y efectuar reportes periódicos a los accionistas sobre la situación financiera y de gobierno de ECOPETROL.
- 23) La Junta Directiva será responsable de velar porque las relaciones económicas de ECOPETROL con sus accionistas, incluyendo el accionista mayoritario, y con sus subordinadas, se lleven a cabo dentro de las limitaciones y condiciones establecidas por la Ley y las regulaciones sobre prevención, manejo y resolución de conflictos de interés establecidos en estos Estatutos; y en todo caso, en condiciones de mercado.
- 24) Establecer los mecanismos necesarios para asegurar que cuando un funcionario de ECOPETROL revele, bien sea al Comité de Auditoría de la Junta Directiva o a sus jefes inmediatos, información de la cual tenga conocimiento respecto de un posible conflicto de interés al interior de ECOPETROL o de irregularidades en la contabilidad o en la información financiera, no sufra discriminación ni consecuencias negativas, y en general, para que sea protegido de las represalias de las que pudiera ser objeto por estas razones.
- 25) La Junta Directiva podrá establecer una política de divulgación al público de los objetivos anuales y de largo plazo de ECOPETROL, así como de su cumplimiento;
- 26) Solicitar a la Presidencia de ECOPETROL, la contratación de asesores externos, cuando lo considere necesario para cumplir con sus funciones o como apoyo a los Comités de la Junta Directiva en los siguientes términos y condiciones:
  - a) La solicitud para la contratación de asesores externos deberá ser por escrito, indicando como mínimo lo siguiente: (i) Razones que justifican la contratación para el cabal desempeño de las funciones encomendadas a la Junta Directiva; (ii) Presentación de varios candidatos junto con sus respectivas ofertas económicas; (iii) Las personas postuladas como posibles candidatos deberán ser profesionales idóneos, reconocidos como tales de acuerdo con la Ley y cumplir con los requisitos exigidos en las normas de contratación de LA SOCIEDAD y, (iv) Declaración de no existencia de conflicto de interés con los posibles candidatos.
  - b) A estos asesores, la Junta podrá encargar, incluso, la auditoría de áreas de negocio de ECOPETROL, si lo considera necesario.
- 27) Cumplir con las funciones que, en materia de prevención y control de lavado de activos y financiación del terrorismo, le asignen las normas legales, en especial las emanadas de la Superintendencia Financiera de Colombia.
- 28) Reglamentar el apoyo, promoción y gerenciamiento de los programas de democratización accionaria de ECOPETROL solicitados por los accionistas. En todo caso, la Junta Directiva podrá delegar en el Presidente de ECOPETROL la realización de todos los actos y la suscripción de todos los contratos necesarios para llevar a buen término el programa de enajenación de las acciones que los accionistas poseen en ECOPETROL.
- 29) Autorizar la emisión y colocación de bonos no convertibles en acciones de ECOPETROL y de otros títulos o valores de deuda que permitan la financiación de ECOPETROL, reglamentarlas, y aprobar los prospectos respectivos. En todo caso, la Junta Directiva podrá delegar en el Presidente de ECOPETROL la aprobación del reglamento de suscripción, el prospecto de emisión y todos los demás documentos relativos a la emisión y colocación de títulos o valores.
- 30) Las demás que le asignen la Ley, estos Estatutos y el Código de Buen Gobierno.

#### **5.3.4.1. Miembros**

Mediante Acta de Asamblea de Accionistas número 027 del seis (6) de Diciembre de 2012, inscrita en la Cámara de Comercio el diecisiete (17) de Enero de 2013, fueron nombrados los siguientes miembros de Junta Directiva, quienes se encuentran ocupando este cargo a treinta y uno (31) de Diciembre de 2012:

#### **MIEMBROS**

#### **REPRESENTACIÓN/ CARGO**

Federico Alonso Rengifo Velez	Ministro de Minas y Energía
Mauricio Cárdenas Santamaría	Ministro de Hacienda y Crédito Público
Mauricio Santamaría Salamanca	Director del Departamento Nacional de Planeación
Fabio Manuel Echeverri Correa	Independiente - Presidente de la Junta Directiva
Joaquín Moreno Uribe	Independiente
Jorge Gabino Pinzón Sánchez	Independiente
Amilcar Acosta Medina	Independiente (representa los Departamentos productores de hidrocarburos)
Luis Carlos Villegas Echeverri	Independiente
Roberto Ricardo Steiner Sanpedro	Independiente (representa los accionistas minoritarios)

#### **5.3.4.2. Mecanismos Adoptados para Garantizar la Independencia de los Miembros de Junta Directiva**

De conformidad con lo establecido en el parágrafo 1° del artículo 23 de los Estatutos Sociales de ECOPETROL, al menos tres (3) de los nueve (9) miembros de la Junta Directiva deben ser independientes.

La elección de los miembros independientes de la Junta se realiza atendiendo el criterio independencia establecido en el parágrafo 2° del artículo 44 de la Ley 964 de 2005 (comúnmente conocida como la ley del mercado de valores de Colombia).

En virtud de dicha disposición, se entiende que son miembros independientes, aquellos Directores que en ningún caso sean:

1. Empleado o directivo de ECOPETROL o de alguna de sus filiales, subsidiarias o controlantes, incluyendo aquellas personas que hubieren tenido tal calidad durante el año inmediatamente anterior a la designación, salvo que se trate de la reelección de una persona independiente.
2. Accionistas que directamente o en virtud de convenio dirijan, orienten o controlen la mayoría de los derechos de voto de la entidad o que determinen la composición mayoritaria de los órganos de administración, de dirección o de control de la misma.
3. Socio o empleado de asociaciones o sociedades que presten servicios de asesoría o consultoría al Emisor o a las empresas que pertenezcan al mismo grupo económico del cual forme parte esta, cuando los ingresos por dicho concepto representen para aquellos, el veinte por ciento (20%) o más de los gastos de funcionamiento de ECOPETROL. o de los ingresos operacionales del asesor, consultor o proveedor.
4. Empleado o directivo de una fundación, asociación o sociedad que reciba donativos importantes de ECOPETROL.  
Se consideran donativos importantes aquellos que representen más del veinte por ciento (20%) del total de donativos recibidos por la respectiva institución.
5. Administrador de una entidad en cuya junta directiva participe un representante legal de ECOPETROL.
6. Persona que reciba de ECOPETROL alguna remuneración diferente a los honorarios como miembro de la junta directiva, del comité de auditoría o de cualquier otro comité creado por la junta directiva.

Los miembros de la Junta Directiva que sean elegidos como independientes se comprometen por escrito, al aceptar el cargo, a que mantendrán su condición de independientes durante el ejercicio de sus funciones. Si por algún motivo pierden esa calidad, deberán renunciar al cargo y el Presidente de ECOPETROL podrá convocar a reunión extraordinaria de Asamblea General de Accionistas para que sean reemplazados.

Adicionalmente, es importante precisar que todos los integrantes del Comité de Auditoría de la Junta Directiva son independientes y de acuerdo con lo establecido en el Reglamento Interno de dicho Comité, estos deben cumplir con los criterios de independencia establecidos en la Ley 964 de 2005 y en las normas del mercado de valores de los Estados Unidos que le resulten aplicables

Así las cosas, se entiende que no son independientes aquellos miembros del Comité de Auditoría que:

- 1) Reciban directamente o por interpuesta persona honorarios de consultoría, asesoría u otros de carácter compensatorio por parte de ECOPETROL o de cualquier sociedad subordinada, diferentes a aquellos honorarios que reciban como Directores y/o miembros del Comité de Auditoría.

Para efectos del presente numeral, se entenderá que actúan en calidad de interpuesta persona, aquellas que sean cónyuges o compañeros permanentes y quienes tengan vínculos de parentesco, hasta el segundo grado de consanguinidad establecido en el numeral 1 anterior, segundo de afinidad o primero civil con los miembros del Comité de Auditoría.

El Comité de Auditoría tendrá la facultad de autorizar el no cumplimiento del requisito de relación de parentesco o consanguinidad, cuando así lo considere necesario.

- 2) Sean empleados o tengan vínculos de parentesco, hasta el segundo grado de consanguinidad, segundo de afinidad o primero civil con algún funcionario de ECOPETROL del nivel 10 o superior o directivo de cualquier sociedad subordinada.
- 3) Sean afiliados de ECOPETROL o de cualquiera de sus subordinadas.

Para efectos del presente numeral, se entenderá como afiliado cualquier persona que directa o indirectamente controle o sea contratada por o se encuentre bajo control conjunto con ECOPETROL o cualquiera de sus subordinadas. No existirá control, si la persona, detenta directa o indirectamente en ECOPETROL o en alguna de sus subordinadas menos del 10% de las acciones.

#### **5.3.4.3. Indicación sobre si los miembros de Junta Directiva desempeñan algún cargo adicional en la entidad o en cualquiera de sus vinculadas**

Ninguno de los miembros de Junta Directiva, desempeña ningún cargo adicional en ECOPETROL, ni en ninguna de las sociedades subordinadas que conforman el Grupo ECOPETROL.

#### **Clases de comités:**

##### **Comité de Auditoría**

El Comité de Auditoría, que debe estar compuesto por al menos tres miembros, todos ellos miembros de Junta Directiva independientes, es el máximo órgano de control interno y proporciona apoyo a la Junta Directiva en materia contable, de riesgo y financiera. Tiene como objetivo garantizar el diseño, implementación y supervisión del control interno sobre los reportes financieros. Adicionalmente ratifica el informe de reservas de hidrocarburos anual y proporciona soporte a la Junta en el análisis de asuntos relacionados con financiación, riesgos, control, medioambiente y evaluación de los auditores internos y externos de la compañía.

Todos los miembros del Comité requieren tener conocimientos en materia de contabilidad y al menos uno de ellos debe ser experto en asuntos financieros y contables. Actualmente el Dr. Roberto Steiner Sampedro es el experto financiero de este Comité.

##### **Comité de Compensación y Nominación:**

El Comité de Compensación y Nominación, debe tener al menos tres miembros, incluyendo al menos un miembro de Junta Directiva independiente. Este Comité provee lineamientos generales para la selección y compensación de los altos directivos y empleados de la compañía

##### **Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad:**

El Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad, que debe estar compuesto al menos por tres miembros incluyendo al menos un miembro de Junta Directiva independiente, lleva a cabo las propuestas a la Junta Directiva para asegurar y supervisar el cumplimiento de las buenas prácticas de gobierno corporativo y sostenibilidad de la compañía, en línea con el Código Corporativo de Gobierno de ECOPETROL.

## **Comité de Negocios**

El Comité de Negocios, que debe estar compuesto por al menos cinco miembros, incluyendo un miembro de Junta Directiva independiente, fue creado para apoyar a la Junta Directiva en el análisis de negocios potenciales. Basado en su poder de delegación, el comité estudia y analiza la política de gasto en inversión, los principales proyectos de inversión y los nuevos negocios de tal manera que los mismos permitan a la compañía avanzar en la consolidación de la estrategia. El criterio principal para la toma de decisiones en el comité es la optimización del portafolio y la distribución adecuada de los recursos.

### **5.3.4 Representante Legal**

El Presidente es a su vez el representante legal, y tiene a su cargo la administración y gestión de los negocios con sujeción a la ley, a los estatutos, a los reglamentos y resoluciones de la Asamblea General de Accionistas y de la Junta Directiva. El Presidente es designado por la Junta Directiva para períodos de dos (2) años pero podrá ser reelegido indefinidamente o removido libremente del cargo antes del vencimiento del periodo. Cuando la Junta Directiva no elija al Presidente en las oportunidades que correspondiere hacerlo, continuarán ejerciendo el cargo el Presidente anterior hasta tanto no se efectúe un nuevo nombramiento. La elección del Presidente se hará atendiendo criterios de idoneidad, conocimientos, experiencia y liderazgo.

El Presidente tiene dos (2) suplentes personales, quienes lo reemplazan en su orden ante ausencias accidentales, temporales o absolutas. En la actualidad el Presidente es el señor Javier Genaro Gutierrez Pemberthy. El primer suplente es Pedro A. Rosales y el segundo suplente es Hector Manosalva. El Presidente tiene atribuciones para actuar y comprometer a la Empresa, sin autorización expresa de la Junta Directiva.

### **5.3.5 Administración**

#### **PRESIDENTE: JAVIER GUTIÉRREZ PEMBERTHY:**

*Javier Gutierrez (61)* ha sido Presidente de ECOPETROL desde el 22 de Enero del año 2007. Antes de convertirse en el Presidente de ECOPETROL, fue el presidente de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. - ISA- donde comenzó su trayectoria profesional en 1975 cuando ingresó al Departamento de Planeación. El Doctor Gutiérrez también trabajó como vicepresidente de la Comisión de Integración Eléctrica Regional -CIER-, de 1995 a 1997. En el 2002 recibió el premio Portafolio, en la categoría Mejor Líder Empresarial. En el 2005 la Revista América Economía le otorgó el premio A la Excelencia y ese mismo año el Diario La República le hizo un reconocimiento como uno de los diez mejores ejecutivos del año en Colombia. En el 2008 fue reconocido como el líder con mejor reputación de acuerdo con los resultados del Monitor Empresarial de Reputación Corporativa (MERCOR). El Doctor Gutiérrez es ingeniero civil de la Universidad de los Andes, con maestría en ingeniería industrial de la misma institución y Especialización en Finanzas, en la Universidad EAFIT. Ha trabajado a tiempo parcial como profesor de Estadística e Investigación de Operaciones en la Universidad de los Andes y de Investigación de Operaciones con énfasis en Procesación Dinámica en la Universidad EAFIT.

#### **VICEPRESIDENTE CORPORATIVA DE FINANZAS – ADRIANA MARCELA ECHEVERRI:**

*Adriana M. Echeverri (42)* se incorporó a ECOPETROL en el año 1994 y se ha desempeñado como Vicepresidente Corporativa de Finanzas de ECOPETROL desde Septiembre del año 2006. Antes de ocupar este cargo, se había desempeñado como Directora de la Unidad de Finanzas y tesorería y como Directora de la Unidad de Finanzas Corporativas. Profesional en Finanzas y Relaciones Internacionales, con Maestría en Administración (MBA) de la Universidad Externado de Colombia.

#### **SECRETARIA GENERAL DE LA JUNTA DIRECTIVA -MARGARITA OBREGÓN:**

*Margarita Obregón (55)* se incorporó a ECOPETROL en el año 2000 y ha desempeñado el cargo de Secretaria General de la Junta Directiva y Secretaria General desde Enero del año 2008. Antes de unirse a ECOPETROL, trabajó en La Previsora S.A. Compañía de Seguros y como asesora legal de British Petroleum Company – BP en Álvaro Rengifo y Cia.. También trabajó como Directora del Departamento de Negocios y Administración de la Fiduciaria del Estado.

La Doctora Obregón es abogada del Colegio Mayor de Nuestra Señora del Rosario, tiene especializaciones en Derecho Financiero y en Derecho Administrativo.

**VICEPRESIDENTE EJECUTIVO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN – HECTOR MANOSALVA:**

*Hector Manosalva (51)* es Ingeniero de Petróleos de la Universidad de América en Bogotá y completó estudios de posgrado en Finanzas en la Universidad EAFIT y estudios de Administración Ejecutiva en la Universidad de Los Andes.

El Doctor Manosalva ingresó a ECOPETROL en 1986. En el curso de su carrera en ECOPETROL, el Doctor Manosalva se ha desempeñado como Director de Producción, Director de la División de Planeación, Dirección de Producción en la Región Sur, Director de Responsabilidad Social Corporativa, Asesor para la Oficina del Presidente de la República para la Protección de la Infraestructura Energética y Director de la Producción en la Región Central.

**VICEPRESIDENTE DE PRODUCCIÓN - HECTOR AUGUSTO CASTAÑO ARISTIZABAL:**

*Hector Castaño (51)* ha trabajado en ECOPETROL desde el año 1988 y se ha desempeñado como Vicepresidente de Producción desde el año 2011. El Doctor Castaño es ingeniero de petróleo egresado de la Universidad Nacional, con Especialización en Gerencia de la Universidad Sur Colombiana de Neiva. Ha ocupado una variedad de cargos en ECOPETROL incluyendo Director de Producción en la Región Central, en la Región Sur y en la Región del Valle del Magdalena Medio.

**VICEPRESIDENTE DE EXPLORACIÓN – ENRIQUE VELÁSQUEZ:**

*Enrique Velásquez (60)* ha trabajado en ECOPETROL desde Junio de 2008 y desde Septiembre de 2010 se desempeña como Vicepresidente de Exploración. Geólogo de la Universidad Nacional, tiene un Postgrado en Finanzas de la Universidad EAN y una especialización en Alta Gerencia de la Universidad de los Andes. En sus 32 años de experiencia laboral, ha ocupado numerosos cargos en compañías de petróleo y de gas, tales como Oxy, Hocol, Sipetrol, Texaco, Exxon y Halliburton.

**VICEPRESIDENTE EJECUTIVO DEL DOWNSTREAM – PEDRO ROSALES:**

*Pedro A. Rosales (49)* se incorporó a ECOPETROL desde el año 1989 y se ha desempeñado como Vicepresidente Ejecutivo del Downstream de ECOPETROL desde Febrero del año 2008. El Doctor Rosales es responsable por las áreas de refinación, petroquímica, mercadeo y distribución, negocios de biocombustibles y gas de ECOPETROL. Antes de convertirse en Vicepresidente Ejecutivo de Downstream de ECOPETROL, el Doctor Rosales se desempeñó como Vicepresidente de Transporte de ECOPETROL desde Enero del año 2003 y como Jefe de Operaciones desde el año 2006. El Doctor Rosales es ingeniero mecánico y Magíster en Administración (MBA) de la Universidad de los Andes.

**VICEPRESIDENTE DE REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA – FEDERICO MAYA:**

*Federico Maya (48)* ha sido Vicepresidente de Refinación y Petroquímica de ECOPETROL desde Diciembre del año 2005. El Doctor Maya ha ocupado varios cargos en ECOPETROL en los últimos 20 años, incluyendo: Coordinador de Mercadeo y Contratación de la Gerencia de Gas de ECOPETROL, miembro de la Dirección de Planeación Corporativa, Vicepresidente de Suministro y Mercadeo. El Doctor Maya es ingeniero químico de la Universidad Pontificia Bolivariana, con especialización en mercadeo de la Universidad EAFIT.

**VICEPRESIDENTE DE TRANSPORTE (E) – JAÍME BOCANEGRA:**

*Jaime Bocanegra (44)* es el Vicepresidente de Transporte encargado de ECOPETROL desde el 22 de Abril del año 2013. El Doctor Bocanegra es Ingeniero de Petróleos, egresado de la Universidad América en Colombia, con especializaciones en Gerencia, Gerencia Internacional de la Industria de Petróleo y Gas y Liderazgo Estratégico. Ha trabajado para ECOPETROL durante los últimos 20 años, ocupando diversos cargos dentro de los que se encuentran: Coordinador de Planta, Gerente de Poliductos, Jefe de Departamento y Gerente del Programa Dosquebradas y Jefe de Operaciones Centralizadas. El Doctor Bocanegra está reemplazando al Doctor Alvaro Castañeda quien fue el Vicepresidente de Transporte en los últimos 4 años, quien fue nombrado como Director de Proyectos de Cenit.

#### **VICEPRESIDENTE DE SUMINISTRO Y MERCADEO – CLAUDIA CASTELLANOS:**

*Claudia Castellanos (49)* se ha desempeñado como Vicepresidente de Suministro y Mercadeo de ECOPETROL desde el año 2009. La Doctora Castellanos es ingeniera química, egresada de la Universidad Industrial de Santander, con especialización en gestión de recursos energéticos de la Universidad Autónoma de Bucaramanga. Ha trabajado en ECOPETROL por más de 25 años y ha ocupado cargos como: ingeniera de procesos en la Refinería de Cartagena, donde también trabajó en el Departamento de Finanzas. Antes de convertirse en Vicepresidente de Suministro y Mercadeo, la Doctora Castellanos fue Gerente de Gas por seis años, donde su énfasis fue en la comercialización doméstica e internacional de gas natural.

#### **VICEPRESIDENTE DE ESTRATEGIA Y CRECIMIENTO (E) – HERNANDO ZERDA:**

*Hernando Zerda (47)* es el Vicepresidente de Estrategia y Crecimiento encargado. El Doctor Zerda tiene más de 18 años de experiencia en el sector de petróleo y gas, principalmente en las áreas de Comercio y Estrategia Internacional. Durante los últimos 12 años ha trabajado en ECOPETROL en la Vicepresidencia de Estrategia y Crecimiento. El Doctor Zerda es Ingeniero Químico de la Universidad América en Colombia y tiene una especialización en Economía Internacional de la Universidad Externado de Colombia y una Maestría en Administración (MBA) de la Universidad de los Andes.

#### **VICEPRESIDENTE JURÍDICO – MAURICIO ECHEVERRY:**

*Mauricio Echeverry (56)* ha trabajado en ECOPETROL desde Noviembre del año 1999 y se ha desempeñado como Vicepresidente Jurídico desde entonces. El Doctor Echeverry ha desempeñado cargos como: Decano, Vicedecano y profesor de la Facultad de Derecho de la Universidad de los Andes, Viceprocurador General de la Nación y Ministro Consejero Plenipotenciario en la embajada Colombiana en Estados Unidos. El Doctor Echeverry es abogado y especialista en derecho comercial de la Universidad de los Andes.

#### **VICEPRESIDENTE DE TALENTO HUMANO – MARTHA CECILIA CASTAÑO:**

*Martha Cecilia Castaño (44)* ha trabajado en ECOPETROL desde el año 2004 y se ha desempeñado como Vicepresidenta de Recursos Humanos desde el año 2008. Antes de convertirse en Vicepresidenta de Recursos Humanos, la Doctora Castaño trabajó como Coordinadora de Cultura Organizacional, Jefe de la Unidad de Liderazgo, Unidad de Comunicaciones Internas y Cultura y Directora de Relaciones Laborales en ECOPETROL. La Doctora Castaño es comunicadora social, con una especialización en economía de la Universidad de la Sabana. Ha trabajado en Acopi, El Tiempo, Uniandinos y la Empresa de Telecomunicaciones de Bogotá (ETB), en diferentes áreas como: gerencia de recursos humanos, comunicaciones corporativas y relaciones laborales.

#### **VICEPRESIDENTE DE HSE Y SOSTENIBILIDAD OPERACIONAL – OSCAR VILLADIEGO:**

*Oscar Villadiego (48)* trabaja en ECOPETROL desde el año 1986 y actualmente se desempeña como Vicepresidente de HSE y Sostenibilidad Operacional. Se desempeñó como Vicepresidente de Servicios y Tecnología desde Febrero del año 2008, hasta el año 2012. Ha ocupado varios cargos en la Vicepresidencia de Producción para reservas de petróleo crudo, Desarrollo y la Unidad de Recursos Humanos. Se desempeñó como Gerente de la Región Central por un período de 2.5 años y como Gerente Técnico para la Vicepresidencia de Producción durante cuatro años. El Doctor Villadiego recibió el título de ingeniero de petróleos de la Universidad de América en el año 1987.

#### **VICEPRESIDENTE DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA – NÉSTOR SAAVEDRA:**

*Néstor Saavedra (50)* se ha desempeñado como Vicepresidente de Innovación y Tecnología desde Marzo del año 2012. El Doctor Saavedra es Ingeniero de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander y tiene una Maestría en Ingeniería de Petróleos de la Universidad de Texas A&M. Su trabajo en la Compañía incluye su desempeño como Director del Instituto Colombiano del Petróleo de ECOPETROL, coordinar la tecnología de pozos horizontales y proyectos de mecánica de rocas, así como evaluación y predicción del comportamiento de campos en Colombia. El Doctor Saavedra se desempeña como Director de la Sociedad de Ingenieros de Petróleos (SIP) en la Región de Sur América y el Caribe.

### **VICEPRESIDENTE DE E&P TÉCNICA Y DESARROLLO – RAFAEL GUZMÁN:**

*Rafael Guzmán (46)* es el Vicepresidente de E&P Técnica y Desarrollo, cuenta con más de 17 años de experiencia en la industria del petróleo y el gas. Tiene un título de pregrado en ingeniería de petróleos de la Universidad de América en Colombia, master en ingeniería de petróleos y doctorado en ingeniería de petróleos, con énfasis en matemáticas de la Universidad de Stanford. El Doctor Guzmán se incorporó a trabajar en ECOPEPETROL en Octubre del año 2010 como Gerente Regional. Antes de ECOPEPETROL, trabajó en ENI y BP. El Doctor Guzmán fue galardonado con la Medalla SPE FERGUSON, la beca Ramey Fellowship de la Universidad de Stanford y el premio Infanta de ACIPET. También se desempeñó como presidente de la Sociedad Colombiana de Ingenieros de Petróleos en el período 1995 a 1997.

### **DIRECTOR DE ABASTECIMIENTO ESTRATÉGICO – JAIME PINEDA:**

*Jaime Pineda (50)* se ha desempeñado como Director de Abastecimiento Estratégico de ECOPEPETROL desde Marzo del año 2012. Se incorporó a ECOPEPETROL desde Noviembre del año 1989, trabajando para la Oficina de Asesoría Legal en Barrancabermeja y se desempeñó como Director de la Oficina de Asesoría Legal de Abastecimiento de ECOPEPETROL desde el año 2003 hasta el año 2012. El Doctor Pineda también es profesor en las Universidades Santo Tomás y Externado de Colombia. El Doctor Pineda es Abogado de la Universidad Autónoma de Bucaramanga y especialista en abastecimiento público de la Universidad Santo Tomás y en contratación de la Universidad Externado de Colombia.

### **DIRECTOR DE SERVICIOS COMPARTIDOS – CARLOS ZAMUDIO:**

*Carlos Zamudio (48)* se desempeña como Director de Servicios Compartidos de ECOPEPETROL desde Agosto del año 2012. El Doctor Zamudio tiene más de 20 años de experiencia en operaciones de entrega de servicio, en compañías multinacionales a nivel regional y global. Previamente trabajó en Belcorp, donde ocupaba el cargo de Director Corporativo del Centro de Servicios Compartidos, supervisando 15 países incluyendo Estados Unidos y Brasil. También trabajó en Procter & Gamble, donde se desempeñó como Gerente Corporativo de Finanzas para Chile, Brasil, Costa Rica y Colombia. Así como Gerente Global de Servicios para Latinoamérica.

#### Revisoría Fiscal

En la reunión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas de la Compañía, efectuada el 21 de Marzo de 2013, mediante Acta número 28, se aprobó la designación de PriceWaterhouseCoopers Ltda. como nuevo Revisor Fiscal de ECOPEPETROL, tal como lo recomendó el Comité de Auditoría. Esta compañía reemplazó a KPMG Ltda. quien había sido designado de esta misma manera en el año 2011. Así mismo, de conformidad con el artículo 5 de la Resolución 2375 de 2006 emitida por la Superintendencia Financiera de Colombia, adjunto marcado como Anexo 9.7 encontrarán los datos y hoja de vida de los revisores fiscales de ECOPEPETROL.

### **5.3.6 Control Interno**

La Dirección de Auditoría Interna es el área que brinda aseguramiento y asesoría en controles a ECOPEPETROL S.A., a través de evaluaciones independientes, objetivas y sistemáticas de su sistema de control interno, a nivel de entidad y de sus procesos administrativos y de negocio. Dichas evaluaciones son incluidas anualmente en el plan general de auditoría, el cual es aprobado por el Comité de Auditoría de Junta Directiva. La estructuración de dicho plan se fundamenta en el análisis de riesgos, objetivos estratégicos y requerimientos de la organización.

Dentro del marco de mejoramiento continuo y de transformación de ECOPEPETROL S.A., la Dirección de Auditoría Interna desarrolla iniciativas para fortalecer la función, con miras a la adopción de las mejores prácticas internacionales de auditoría interna. Así mismo, atiende las relaciones interinstitucionales con los entes de control externo, buscando sinergias y cooperación que contribuyan al logro de los objetivos estratégicos de la Organización.

La Dirección de Auditoría Interna desarrolla su rol y responsabilidades con independencia y objetividad, reportando permanentemente su gestión al Comité de Auditoría de la Junta Directiva.

### **5.3.7 Situación de Subordinación y Filiales**

De acuerdo con los artículos 260 y 261 del Código de Comercio, “Las sociedades subordinadas pueden ser filiales o subsidiarias. Se considerará filial la sociedad que esté dirigida o controlada económica, financiera o administrativamente por otra, que será la matriz. Será subsidiaria la compañía cuyo control o dirección lo ejerza la matriz por intermedio o con el concurso de una o varias filiales suyas, o de sociedades vinculadas a la matriz o a las filiales de esta”; por lo tanto, ECOPETROL no está en situación de subordinación o control de otra sociedad, ni directa ni indirectamente y, a 31 de Diciembre de 2012, cuenta con las siguientes filiales y subsidiarias:

NOMBRE	CATEGORIA	PARTICIPACION*	ACTIVIDAD
Equion Energía Limited	Filial	51%	Exploración y Producción
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.	Filial	100%	Transporte
Black Gold Re	Filial	100%	Vehículos Financieros y de Inversión y Otros
Andean Chemicals LTD	Filial	100%	Vehículos Financieros y de Inversión y Otros
Hocol Petroleum Limited	Filial	100%	Vehículos Financieros y de Inversión y Otros
EPI – Ecopetrol Pipelines International Limited	Filial	100%	Vehículos Financieros y de Inversión y Otros
Ecopetrol Capital A.G.	Filial	100%	Vehículos Financieros y de Inversión y Otros
Ecopetrol Global Energy SLU	Filial	100%	Vehículos Financieros y de Inversión y Otros
Ecopetrol Global Capital SLU	Filial	100%	Vehículos Financieros y de Inversión y Otros
Ecopetrol Perú S.A.	Subsidiaria	100%	Exploración y Producción
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	Subsidiaria	100%	Exploración y Producción
Ecopetrol América Inc.	Subsidiaria	100%	Exploración y Producción
Hocol S.A.	Subsidiaria	100%	Exploración y Producción
Oleoducto Central S.A. - Ocesa	Subsidiaria	72.65%	Transporte
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	Subsidiaria	55.97%	Transporte
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. - ODL	Subsidiaria	65%	Transporte
Oleoducto de Colombia S.A.	Subsidiaria	73%	Transporte
Polipropileno del Caribe S.A. - PROPILCO	Subsidiaria	100%	Refinación y Petroquímica
Compounding and Masterbatching Industry Ltda. - COMAI	Subsidiaria	100%	Refinación y Petroquímica
Refinería de Cartagena S.A. - Reficar	Subsidiaria	100%	Refinación y Petroquímica
Bioenergy S.A.	Subsidiaria	91.43%	Energías Alternativas
Bioenergy Zona Franca S.A.S.	Subsidiaria	91.43%	Energías Alternativas
Santiago Oil Company	Subsidiaria	51%	Vehículos Financieros y de Inversión y Otros
Colombian Pipelines Limited	Subsidiaria	51%	Vehículos Financieros y de Inversión y Otros
ODL Finance S.A.	Subsidiaria	65%	Vehículos Financieros y de Inversión y Otros

\*incluye participación Directa e indirecta

### 5.3.8 Inversiones en otras Compañías

A 31 de Marzo de 2013, ECOPETROL cuenta con participación en las siguientes empresas:

Empresa	% Participación Accionaria*
• Ecodiesel Colombia S.A.	50%
• Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. EEB	6,87%
• Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. - ISA	5,32%
• Inversiones de Gases de Colombia S.A. - Invercolsa	43,35%
• Sociedad Colombiana de Servicios Portuarios –Serviport S.A.	49%
• Offshore International Group Inc	50%
• Concentra Inteligencia en Energía Colombia S.A.S	7,19%

\*Incluye participación directa e indirecta.

A continuación se presenta una descripción de las actividades y resultados de las principales filiales, subsidiarias y compañías en las que ECOPETROL cuenta con participación:

## **EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**

### Hocol S.A

Hocol es una empresa de exploración y producción de petróleo, 100% de propiedad de ECOPETROL, que tiene presencia en campos en la cuenca del Valle Superior e inferior del Magdalena y en la región de los Llanos; cuenta con un portafolio exploratorio diversificado en crudos pesados y gas y entre los contratos más importantes se encuentran el Bloque CPO17 (crudos pesados) en los Llanos Orientales y en el Valle Inferior del Magdalena los bloques Bonga y Samán (gas).

La producción en 2012 incluyendo regalías fue de 25,1 Kbpde. En Mayo de 2012, el Contrato de Asociación Palermo revirtió a ECOPETROL y, durante el año, cuatro prospectos perforados reportaron presencia de hidrocarburos: Mamey en el Bloque Samán, Dorcas en el Bloque CPO17, Pintado 1 en el Bloque Guarrojo y Merlín 6 en el CPO17.

En el primer trimestre de 2013, Hocol perforó un pozo A3/A2 (Canario Sur 1), el cual se catalogó como éxito geológico.

### Equion Energía Limited

Equion es una empresa de exploración y producción de petróleo que tiene presencia en el Piedemonte Llanero; sus inversiones se han enfocado principalmente en el desarrollo de las reservas de los contratos actuales de Piedemonte y en el posicionamiento offshore en la Costa Atlántica. ECOPETROL tiene una participación de 51% en Equion.

La producción en 2012 incluyendo regalías fue de 35,1 Kbpde. En el año se perforó un pozo exploratorio, Mapalé-1, en aguas del Caribe Colombiano que reportó la presencia de gas natural seco. Adicionalmente, como consecuencia del proceso de reorganización de sus accionistas, Equion cedió su participación directa en Ocesa a sus accionistas (ECOPETROL y Talisman).

### Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil Ltda.

Subsidiaria de propiedad 100% de ECOPETROL, a través de su filial Ecopetrol Global Energy, constituida en Diciembre de 2006 con el fin de iniciar la estrategia de internacionalización. Actualmente tiene participación en once bloques de exploración offshore en las cuencas Para-Maranhao, Campos y Santos.

En 2012 se realizó la perforación de cuatro pozos exploratorios de los cuales tres no reportaron presencia de hidrocarburos, y el otro restante se encuentra en evaluación.

### Ecopetrol del Perú S.A.

En 2007, para ampliar su estrategia internacional, se constituyó Ecopetrol del Perú; subsidiaria 100% de ECOPETROL, a través de su filial Ecopetrol Global Energy. Actualmente cuenta con bloques en la cuenca Marañón de los cuales el 101, 134, 117, 90, 158 y 179 se encuentran en proceso de devolución a Perupetro.

Los bloques 180, 182 y 184 se encuentran pendientes de firma del Decreto Supremo por parte del poder Ejecutivo. Aún se está a la espera de la aprobación de las autoridades locales del Acuerdo de Farmout firmado con Repsol en Enero de 2012 sobre el bloque 109, en el cual durante el año se realizaron análisis de Geología y Geofísica y se inició el Estudio de Impacto Ambiental con dos visitas en campo.

### Ecopetrol America Inc.

En el año 2007 se constituyó esta compañía con el objetivo de tener presencia en el Golfo de México en los Estados Unidos, una de las zonas más prospectivas del mundo, para poder desarrollar una estrategia de largo plazo que permita incrementar las reservas y ampliar el portafolio de inversiones. ECOPETROL tiene una participación indirecta de 100% a través de Ecopetrol Global Energy.

Ecopetrol América cuenta con un activo en producción, K2, con una participación del 9,21% que le representó unos volúmenes incluyendo regalías de 1,8 Kbpde. En 2012 se perforaron 3 pozos exploratorios, de los cuales dos evidenciaron presencia de hidrocarburos; los pozos Parmer operado por Apache Corporation con una participación del 30% y el pozo Dalmata operado por Murphy Oil Corporation con una participación del 30%.

En el primer trimestre de 2013, Ecopetrol América Inc., presentó propuestas competitivas para 6 bloques en la ronda “Central Planning Area Lease Sale /227” que se celebró en Nueva Orleans (EE.UU.). La compañía se presentó en dos bloques junto con Murphy Exploration and Production, con Anadarko US Offshore Corporation, MCX Gulf of Mexico LLC y JX Nippon Oil Exploration (U.S.A.) Limited en dos bloques, y en dos bloques será el titular del 100% de los derechos.

Offshore International Group Inc.

Offshore International Group corresponde a la Holding de inversión tenedora de las acciones de las compañías domiciliadas en Perú; su principal activo es Savia Perú, empresa dedicada a la exploración, producción y procesamiento de hidrocarburos en la costa peruana. ECOPETROL tiene una participación directa de 50% en Offshore International Group.

Actualmente cuenta con once bloques en ese país (uno en producción y diez en exploración), lo que representa una de las superficies en offshore más grandes de América del Sur (8,6 millones de hectáreas). El bloque Z2B, ubicado al norte, en la zona de Talara, es el único activo en producción con 14,4 Kbpde incluyendo regalías.

En 2012 se perforaron dos pozos exploratorios en el bloque Z2B, los cuales no reportaron presencia de hidrocarburos.

## **TRANSPORTE**

Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. – Cenit

En Junio de 2012 se constituyó Cenit, una compañía 100% de ECOPETROL, especializada en el transporte, almacenamiento, logística y servicio de puertos para operaciones internacionales de crudos y productos refinados. Esto permite atender las necesidades de transporte de los productores del país de manera integral; capturando sinergias para el crecimiento y desarrollo de la industria petrolera del país.

En 2012 se perfeccionó el aporte de la participación accionaria de ECOPETROL en ODL Finance S.A., Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S., Oleoducto Central S.A. OCENSA, Oleoducto de Colombia S.A. y Sociedad Colombiana de Servicios Portuarios S.A. (“Serviport”), a Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

Durante el primer trimestre de 2013 fueron estructuradas las minutas de los contratos, anexos y procedimientos a suscribir entre Cenit y ECOPETROL. Dichos contratos fueron firmados e iniciados el primero de Abril del año en curso.

Adicionalmente, el 1 de Abril se efectuó el aporte de los activos relacionados con la actividad de transporte y logística de hidrocarburos de ECOPETROL a Cenit para permitir su inicio de operaciones. Los activos aportados tienen un valor de COP\$13.6 billones.

Oleoducto de los Llanos S.A. – ODL

El Oleoducto de los Llanos Orientales - ODL, en el que ECOPETROL tiene una participación del 65% a través de Cenit, es una empresa que construye, opera y mantiene sistemas de transporte de hidrocarburos. Inició su operación en Septiembre de 2009 y actualmente posee una extensión de 262 kilómetros de tubería que permite el transporte de crudo desde el campo Rubiales hasta las estaciones de Monterrey y de Cusiana en el Casanare, desde donde puede ser llevado hasta puerto de exportación y refinería.

En lo corrido del año 2012 se transportaron 217 Kbpde de crudo proveniente del campo Rubiales.

Oleoducto Central S.A. - OCENSA

El Oleoducto Central S.A. – OCENSA, es un sistema que cuenta con siete estaciones y una longitud aproximada de 830 kilómetros de tubería, comunicando a los campos Cusiana y Cupiagua en el Piedemonte Llanero con la terminal marítima de Coveñas. Su trazado lo convierte en uno de los activos más significativos para los planes de expansión del sector de hidrocarburos en Colombia, pues en él confluyen importantes oleoductos que transportan crudos del Alto Magdalena y los Llanos Orientales.

A 31 de Diciembre de 2012, ECOPETROL tiene una participación indirecta del 72.7% en Ocesa por medio de la participación de Cenit que corresponde a un 35.3% y un 37.4% que corresponde a la participación de Ecopetrol Pipelines International Ltd.- EPI.

Ocesa incrementó en 4,4% sus volúmenes transportados en 2012, pasando de transportar 563 Kbpd durante el año 2011 a 591 Kbpd durante el año 2012.

Oleoducto de Colombia S.A. – ODC

Oleoducto de Colombia S.A. – ODC, inició sus operaciones el 4 de Julio de 1992 y desde entonces es una empresa dedicada al transporte, almacenamiento y logística de crudos. El sistema cuenta con 481 kilómetros de tubería que conectan a la Estación de Vasconia en Puerto Boyacá con la Terminal Marítima de Coveñas.

ECOPETROL tiene una participación indirecta de 73% en ODC, 43,9% a través de Cenit, 21.7% a través de Hocol y 7.4% a través de Equion

Durante el año 2012, ODC puso en marcha el proyecto de Modificación 240, el cual va a permitir llevar el nivel de volúmenes transportados a 236 Kbpd, un incremento importante teniendo en cuenta que en el año 2012 el promedio de barriles transportados fue de 203 Kbpd.

Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.

En Agosto de 2010 se constituyó la sociedad Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. con el objetivo de evacuar los crudos provenientes de las cuencas de los Llanos Orientales, desde Casanare hasta Coveñas y adecuar las facilidades que aseguren el manejo y exportación de los mismos. ECOPETROL cuenta indirectamente con una participación del 56% en la sociedad (54,8% a través de Cenit, 0,97% a través de Hocol y 0,20% a través de Ecopetrol Pipelines International Ltd.). Durante el año 2012 se continuó con el desarrollo de la construcción de las Fases 0 (Descargadero Banadía y facilidades para almacenamiento de crudo) y 1 (Línea Araguaney - Banadía) del proyecto con un avance físico del 60,8% y cuya inversión total se estima en US\$2.028 millones. De igual manera, durante el 2012 se firmó un contrato de crédito con bancos locales por un monto total de COP \$2,1 billones equivalentes a US\$1.167 millones.

A Marzo 31 de 2013 el avance general de ejecución del proyecto fue de 65,9% (incluye línea Araguaney – Banadía y estaciones y almacenamiento en Coveñas) y ECOPETROL tiene previsto iniciar el proceso de llenado de la tubería Araguaney - Banadía en el segundo trimestre de 2013 con un porcentaje de avance del proyecto de aproximadamente 76%.

## **REFINACIÓN**

Refinería de Cartagena S.A – REFICAR

Reficar continuó con el desarrollo del Plan Maestro de la Refinería de Cartagena, proyecto estratégico para Colombia y para el Grupo ECOPETROL, que tiene como objetivo ampliar la capacidad de la refinería hasta 165 Kbpd, produciendo combustibles limpios acorde con los más altos estándares a nivel mundial. El costo total estimado del proyecto es de US\$5.148 millones, incluyendo contingencias y escalación.

Al final del 2012, la ejecución del proyecto presentó un avance físico del 74,3%. La actual Refinería continuó abasteciendo de productos al norte del país y los mercados internacionales con ventas de 35,9 millones de barriles de productos refinados y fondos.

## Polipropileno del Caribe S.A – PROPILCO

Compañía perteneciente al sector petroquímico que ingresó al Grupo ECOPETROL en el año 2008, con una participación directa e indirecta del 100%. Ubicada en la ciudad de Cartagena, Propilco es el productor líder en el mercado de polipropileno en Colombia con una capacidad de producción de 500.000 Ton/año.

En el año 2012, la compañía logró la apertura de nuevos mercados en el exterior y se consolidó como líder nacional en producción y venta de resina, sus ventas ascendieron a 430 mil toneladas, de las cuales 241 mil toneladas fueron exportadas y las restantes 189 mil se vendieron en el mercado nacional.

## **BIOCOMBUSTIBLES**

### Bioenergy S.A

Subsidiaria adquirida por ECOPETROL en el año 2008 que actualmente cuenta con una participación indirecta del 91,43%.

Bioenergy S.A. tiene como objetivo construir una planta industrial para la producción de etanol a partir de caña de azúcar, con capacidad de 480 mil litros día. La operación de la planta requerirá de la siembra y cultivo de 14.400 hectáreas de caña de azúcar para su abastecimiento y se estima una inversión total de US\$344 millones.

En el 2012 continuó la ejecución del proyecto con un avance total del 59,33%. En el componente agrícola se han sembrado 6.237 hectáreas de caña, mientras que en el componente industrial se avanza en la construcción de la planta por medio del contrato EPC con la firma Isolux.

A 31 de Marzo de 2013 el proyecto de Bioenergy presentó un avance del 68.9% (70.6% componente industrial y 65.2% componente agrícola).

### Ecodiesel Colombia S.A.

Compañía creada en el año 2007 en la que ECOPETROL posee una participación accionaria del 50%. Ecodiesel cuenta con una planta de producción de biodiesel en la ciudad de Barrancabermeja con capacidad teórica de 100 mil toneladas por año.

En el 2012 se alcanzó un total de ventas de 111.765 toneladas de biodiesel; de los cuales le entregó 80.162 toneladas de biodiesel a la Refinería de Barrancabermeja para su proceso de mezcla al 2% con diesel regular. Las restantes 31.603 toneladas de biodiesel fueron comercializadas a distribuidores mayoristas, lo cual la posiciona como un actor importante en su zona de influencia y dentro del sector de biodiesel del país.

La producción de biodiesel en el primer trimestre de 2013 fue de 27,151 toneladas, lo que representó una caída en la producción del 9% respecto al primer trimestre del año anterior, como resultado de una parada de planta programada en el mes de Enero.

## **FINANCIERA**

### Black Gold Re

Compañía reaseguradora cautiva constituida con el fin de gestionar todos los negocios asociados a la suscripción total o parcial, directa o indirecta del seguro y reaseguro de los riesgos de Ecopetrol S.A. y de sus empresas subordinadas.

Durante el 2012 se continuó desarrollando la estrategia de seguros para Ecopetrol S.A. y sus empresas a través de la optimización de los términos y condiciones de cobertura y tasa para los distintos ramos suscritos dentro de sus principales programas Matriz Sombrilla (PMS) y de Energía Global (GEP), alcanzando un nivel de prima suscrita de US\$ 41.3 Millones.

### Ecopetrol Capital AG

Constituida a finales del año 2011, Ecopetrol Capital AG es el banco cautivo del Grupo Empresarial. Domiciliado en Suiza y con una participación directa de Ecopetrol S.A. del 100%, ha suministrado liquidez a compañías del Grupo Empresarial con recursos provenientes de empresas con excedentes de caja. Al cierre de 2012 tiene operaciones con vinculadas por USD\$720 millones, financiando en parte proyectos como Refinería de Cartagena y Bicentenario.

La actividad económica y resultado neto al 31 de Marzo de 2013 para las entidades en las que ECOPEPETROL tiene inversiones, son:

Cifras en millones de pesos

<b>Compañía</b>	<b>Actividad Económica</b>	<b>Resultado neto a Marzo 2013 Utilidad Neta / (Pérdida Neta) COP\$ millones</b>
Interconexión Eléctrica S. A.	Operación, mantenimiento, transmisión y comercialización de energía eléctrica.	70.342
Empresa de Energía de Bogotá S. A. E.S.P	Transmisión energía eléctrica	767.244
Sociedad Refinería de Cartagena S. A.	Refinación, comercialización y distribución de hidrocarburos	(118.001)
Oleoducto Central S. A. - Ocesa	Transporte por ductos de petróleo crudo	238.368
Invercolsa S. A	Inversiones en sociedades del sector energético incluyendo actividades propias de la industria y el comercio de hidrocarburos y de la minería.	41.880
Oleoducto de Colombia S. A	Transporte por ductos de petróleo crudo	28.860
Serviport S. A.	Servicios para el apoyo de cargue y descargue de naves petroleras, suministro de equipos para el mismo propósito, inspecciones técnicas y mediciones de carga.	201
Ecodiesel Colombia S. A.	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleoquímicos.	6.877
Black Gold & Re Ltd.	Reaseguradora de ECOPEPETROL y sus subordinadas.	(27)
Polipropileno del Caribe S. A.	Producción y comercialización de resina de polipropileno.	(7.280)
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	Exploración y explotación de hidrocarburos.	(17.904)
Ecopetrol América Inc.	Exploración y explotación de hidrocarburos.	(51.165)
Ecopetrol del Perú S. A.	Exploración y explotación de hidrocarburos.	(3.597)
ODL- Finance	Transporte por ductos de petróleo crudo.	56.401
Andean Chemicals Limited	Vehículo de inversión.	(67.435)
Hocol Petroleum Limited	Exploración y producción de hidrocarburos	91.328
Offshore International Group (OIG)	Exploración, desarrollo, producción y procesamiento de hidrocarburos	16.394.371 USD
Bioenergy S.A.	Construcción y operación, de plantas de producción de biocombustibles, entre otras relacionadas.	(2.956)
Ecopetrol Global Energy	Vehículo de Inversión	308

Ecopetrol Capital AG	Vehículo Financiero	(32)
Equión Energía Limited	Exploración y producción de hidrocarburos	53.946
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	Construir y operar un oleoducto para asegurar exportación de excedentes de producción de petróleo proveniente de la región de los llanos.	(2.366)

### 5.3.9 Relaciones Laborales

A Diciembre 31 de 2012, ECOPEPETROL contaba con una planta permanente de 8.087 empleados, de los cuales 2.230 empleados estaban amparados por la Convención Colectiva de Trabajo y 4.632 se encontraban acogidos al Acuerdo 01 de 1977. Estos dos regímenes salariales y prestacionales no presentan diferencias significativas en cuanto al tipo de beneficios y prestaciones salariales.

#### 5.3.10.1. Planta de Personal

La siguiente tabla presenta el número de empleados permanentes, temporales y el total de empleados a Diciembre 31 de 2012, 2011 y 2010:

	Número de Empleados		
	2012	2011	2010
Planta Permanente*	7.355	6.729	6.365
Planta Temporal	732	574	379
<b>Total Empleados</b>	<b>8.087</b>	<b>7.303</b>	<b>6.695</b>
* Incluye empleados temporales ocupando vacante			

#### 5.3.10.2. Interrupciones totales o parciales de las actividades del Emisor

En los últimos tres años, no se han presentado interrupciones totales ni parciales originadas por diferencias en las relaciones laborales.

#### 5.3.10.3. Acuerdos Sindicales y Laborales

En la actualidad ECOPEPETROL cuenta con tres sindicatos de industria y uno de empresa, los cuales son:

1. Unión Sindical Obrera de la Industria del Petróleo –USO. (Sindicato de la Industria).
2. Asociación de Directivos Profesionales, Técnicos y Trabajadores de las Empresas de la Rama de Actividad Económica del Recurso Natural del Petróleo y sus Derivados de Colombia –ADECO. (Industria)
3. Sindicato Nacional de Trabajadores de Empresas Operadoras, Contratistas, Subcontratistas de Servicios y Actividades de la Industria del Petróleo y Similares –SINDISPETROL. (Sindicato de la Industria)
4. Sindicato Nacional de Trabajadores de ECOPEPETROL – SINCOPEPETROL. (Sindicato de la Empresa)

Los empleados de ECOPEPETROL y cualquier empleado de la industria de hidrocarburos en Colombia, tiene la libertad de asociarse a cualquiera de las organizaciones sindicales mencionadas anteriormente. En el caso de Sincopepetrol, solamente puede estar conformado por trabajadores de ECOPEPETROL S.A.

Durante el primer trimestre del año 2012, se llevaron a cabo reuniones con los sindicatos para discutir aspectos de la convención colectiva firmada en el año 2009. Estas reuniones se llevaron a cabo en condiciones normales sin afectar el curso normal de la operación de ECOPEPETROL.

Luego de la creación de nuestra subsidiaria Cenit, el 15 de Junio de 2012, los trabajadores afiliados a la Unión Sindical USO llevaron a cabo una protesta que tampoco afectó el curso normal de las operaciones de ECOPETROL.

Los siguientes son los beneficios más representativos que se encuentran establecidos en la actual Convención Colectiva de Trabajo (2009-2014):

- Subsidio de Transporte: Subsidio mensual de transporte dependiendo de la localización del empleado y oscila entre \$1.292 y \$138.557 pesos.
- Subsidio de Alojamiento: La Empresa reconoce mensualmente a los trabajadores este subsidio por valor de \$205.564.
- Subsidio de Alimentación: La Empresa reconoce un subsidio de alimentación que oscila entre \$ 258.390 y \$299.010 pesos, dependiendo de la localización del trabajador.
- Subsidio de Educación: La empresa reconoce a los empleados con hijos, el 90% de matrícula y pensión y un monto fijo de transporte y textos escolares
- Prima extralegal: La empresa reconoce 24 días de salario ordinario en Junio y 24 en Diciembre a cada trabajador.
- Beneficio de salud: ECOPETROL cubre el 100% de los gastos médicos para el trabajador y su grupo familiar inscrito en atención integral básica, programas de promoción de salud y prevención de enfermedades, y suministro de medicamentos, entre otros.
- Cláusula de Estabilidad. Los empleados que al primero de diciembre de 2004 acumulaban en el contrato vigente en esa fecha más de 16 meses con ECOPETROL no pueden ser despedidos sin justa causa.
- Plan de Retiro para empleados: Los trabajadores contratados después del 29 de junio de 2003 no serán cobijados con el esquema de retiro de Ecopetrol, por lo cual se acogerán al sistema de seguridad social colombiano.
- Cinco años de bonificación. La Empresa otorga bonificación de prestaciones en efectivo acumulado sobre una base anual y un pago por cada período de 5 años de trabajo en la Compañía de acuerdo a la siguiente escala:
  - 5 años trabajo bono equivalente a 9 días de pago básico más \$193.990 Pesos
  - 10 años trabajo bono equivalente a 14 días de pago básico más \$193.990 Pesos
  - 15 años trabajo bono equivalente a 19 días de pago básico más \$193.990 Pesos
  - 20 años trabajo bono equivalente a 24 días de pago básico más \$193.990 Pesos
  - 25 años trabajo bono equivalente a 29 días de pago básico más \$193.990 Pesos
  - 30 años trabajo bono equivalente a 34 días de pago básico más \$193.990 Pesos

## **5.4 Aspectos Relacionados con la Actividad del Emisor**

### **5.4.1 Situación General de la Industria del Petróleo**

#### **5.4.1.1. Mercado Mundial del Petróleo<sup>1</sup>**

El año 2012 fue un año que se desarrolló en un contexto de recesión global, evidenciada en el menor de los crecimientos del PIB de China en una década, el bajo crecimiento de Brasil (2%) y la crisis de la zona Euro con su incertidumbre de moneda. Los intereses geopolíticos a nivel mundial giraron alrededor de eventos cruciales como las elecciones presidenciales en Estados Unidos, nuevos gobiernos en China,

<sup>1</sup> ECOPETROL, Informe de Entorno Sector Petrolero. Informe de la Industria Petrolera 2012.

Rusia y Egipto, al igual que alrededor de temas cruciales como las fuentes de energía renovables y las emisiones a la atmósfera<sup>2</sup>.

Uno de los aspectos que se considera que será el mayor generador de cambios en los próximos años en el plano energético será el asociado con los hidrocarburos no convencionales (“Shale oil”, “Tight Oil”), de la misma manera en que lo seguirá siendo el “Shale Gas”<sup>3</sup>.

La crisis económica 2008-2009 desestabilizó los mercados energéticos generando una incertidumbre sin precedentes; la perspectiva de la energía en el mundo hasta el año 2035 dependerá de la actuación de los gobiernos y de cómo las políticas que se implementen puedan afectar al desarrollo tecnológico, al precio de los servicios energéticos y a la conducta del usuario final<sup>4</sup>.

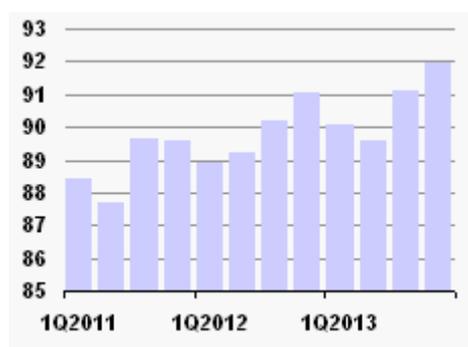
El crecimiento de la demanda mundial de las diferentes fuentes de combustibles, estará en los países no miembros del grupo OECD, como China, India entre otros. La demanda en los países OECD disminuirá como consecuencia de una mejor eficiencia en el consumo<sup>5</sup>.

China se mantiene como el país de mayor aporte al consumo en porcentaje de crecimiento en cada una de las fuentes de energía. El desarrollo del sistema de energía en China tendrá implicaciones mayores en la demanda global de petróleo, gas natural y carbón.

### **Demanda**

La demanda global de petróleo en los últimos dos años ha sido creciente, y se ha situado en un promedio cercano a los 90 millones de barriles por día:

*Demanda Mundial de Petróleo-millones de barriles por día<sup>6</sup>*



El crecimiento de la demanda durante el año 2013, ha estado soportado por el mayor dinamismo de la economía mundial en 2013 y las señales positivas de recuperación en EE.UU, Japón y Europa. Las expansiones en capacidad de refinación principalmente en Asia continuarán dirigiendo el crecimiento de la demanda de crudo.<sup>7</sup>

### **Oferta**

La oferta de petróleo en los últimos dos años ha sido aproximadamente 88 millones de barriles por día en promedio, con tendencia creciente desde el año 2010:

<sup>2</sup> 2013, World Energy Issues Monitor, World Energy Council. Pág. 5. <http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/02/2013-World-Energy-Issues-Monitor-Report-Feb2013.pdf>

<sup>3</sup> Ibídem Pág. 6

<sup>4</sup> ECOPETROL, Informe de Entorno Sector Petrolero. Informe de la Industria Petrolera 2012.

<sup>5</sup> Ibídem.

<sup>6</sup> <http://omrpublic.iea.org/>

<sup>7</sup> Ecopetrol - **Análisis de Mercado**. Coordinación de Análisis de Mercado y Riesgos Gerencia de Comercialización Internacional – VSM. Marzo 12 de 2013

*Oferta Mundial de Petróleo-millones de bariiles por día<sup>8</sup>*



Las tendencias de largo plazo muestran un crecimiento insuficiente de la oferta de crudo contra una demanda disparada de China y otras economías emergentes. Y en el corto plazo, el mercado se encuentra apretado, los suministros han estado interrumpidos a Irán

Se estima una producción de hidrocarburos a 2030 de 109,95 Millones de barriles equivalentes al día, es decir, 20,6 Millones de BPED adicionales a la oferta en 2011, de los cuales, 4,5 MBPED serían aportados vía exploración de los países no OPEP. Para esto se requiere desarrollar los descubrimientos en áreas fronterizas de aguas profundas, y desarrollar el potencial de no convencional que podría ser un 15 % de la producción mundial.

#### **5.4.1.2. Mercado de Operación de ECOPETROL – Sector Energético Colombiano<sup>9</sup>**

En 2012, el sector petrolero mantuvo su aporte positivo a la economía del país, con un tributo equivalente al veinticuatro (24) por ciento de los ingresos corrientes de la Nación. Así mismo, fue el principal contribuyente del impuesto de renta, con un cargo del treinta y seis (36) por ciento respecto al total tributado por las diferentes industrias del país.

*“Durante el último año la industria pagó a las diferentes regiones del país por concepto de regalías 6,4 billones de pesos. Y en cuanto a producción de crudo, a finales de diciembre pasado la industria logró la meta del millón de barriles de petróleo diarios, cifra que permitió dejar el promedio anual en 944 mil barriles por día, lo que significó un incremento del tres por ciento frente al registro obtenido el año anterior”,* explicó Alejandro Martínez Villegas, Presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), al referirse al impacto de la industria petrolera en el desarrollo económico del país.

Respecto a la actividad exploratoria, en 2012 se perforaron 130 pozos en diferentes regiones del país. El mayor esfuerzo estuvo enfocado en los Llanos Orientales, con el setenta y ocho (78) por ciento de pozos explorados, el valle medio del Magdalena, con el ocho (8) por ciento, y en la cuenca del Caguán – Putumayo, con el cinco (5) por ciento.

Por regiones, de acuerdo con cifras recaudadas a Septiembre de 2012, el ochenta (80) por ciento de la producción de crudo se concentró en cuatro departamentos: Meta, con el cuarenta y nueve (49) por ciento; Casanare, dieciocho (18) por ciento; Arauca, siete (7) por ciento, y Santander, seis (6) por ciento. Siguieron en su orden: Boyacá, Huila, Putumayo, Tolima, Antioquia y Bolívar.

En cuanto a la exploración sísmica en 2012 se corrieron un total de 18.162 kilómetros, un nivel alto frente a lo logrado en años anteriores. Otro indicador que demuestra la importancia del sector petrolero en la economía colombiana es el relacionado con la inversión extranjera directa registrada, que a Septiembre de 2012 llegó a 4.356 millones de Dólares, con una proyección a Diciembre de 5.800 millones de Dólares, representando un incremento del catorce (14) por ciento frente al 2011. Esas cifras equivalen al treinta y siete (37) por ciento del total de inversión extranjera directa recibida por el país en 2012.

<sup>8</sup> <http://omrpublic.iea.org/>

<sup>9</sup> Fuente: Asociación Colombiana de Petróleo, Comunicado Febrero 2013.

Las exportaciones del sector, a Noviembre de 2012, alcanzaron un total de 27.891 millones de Dólares, con una proyección a Diciembre de 30.400 millones de Dólares, que representa un aumento del nueve (9) por ciento respecto al 2011 y una participación en las exportaciones del país del cincuenta y uno (51) por ciento.

### **Perspectivas para el año 2013**

Para 2013, la ACP espera un comportamiento similar al del 2012. La meta de la industria es lograr altos niveles de inversión que permitan encontrar las reservas requeridas para el autoabastecimiento energético del país en el largo plazo.

*“Para el 2013 esperamos mantener altos los niveles de actividad exploratoria y de producción con incrementos en las diferentes actividades, con lo cual el sector se mantiene como la mejor oportunidad que tiene el país para acelerar su desarrollo económico y social”,* sostuvo Alejandro Martínez Villegas, presidente de la ACP.

La ACP espera que el crecimiento de la industria en materia de producción para 2013 se ubique entre el nueve (9) y el doce (12) por ciento. Para los 20 pozos más grandes del país se estima que el crecimiento esté entre el quince (15) y el veinte (20) por ciento, para llegar a un promedio entre 1.030.000 y 1.060.000 barriles de petróleo diarios, esto si se logran agilizar los procesos de otorgamiento de licencias ambientales y no se presentan ataques a la infraestructura. Para Martínez Villegas *“los recientes ataques contra la actividad petrolera nos preocupan, pero estamos confiados en que la labor de la Fuerza Pública va a ser exitosa y esa tendencia va a disminuir”*.

Para este año la industria espera que se exploren 135 pozos y se corran 27.800 kilómetros de sísmica durante este año.

### **Estabilidad tributaria y licencias ambientales**

Una de las mayores preocupaciones del gremio en 2013 radica en que no se mantenga la estabilidad tributaria, pues varias iniciativas legislativas que hacen trámite en el Congreso de la República pretenden aumentar los gravámenes al sector petrolero.

*“Nos preocupan los trámites en el Congreso porque hace que Colombia pierda competitividad. El sector está dando un aporte positivo al país y debemos mirar la sostenibilidad en el largo plazo, y el aumento de los impuestos darían al traste con ese crecimiento”,* puntualizó el Presidente de la ACP.

De otro lado, la industria está a la espera de continuar con el trámite de 129 procesos de licenciamiento para desarrollar acciones de exploración, explotación y transporte en diferentes departamentos del país, que le permitan al sector mantener en este año el promedio de un millón de barriles diarios de producción.

Sobre ese tema, Martínez Villegas afirmó que: *“el sector no tiene ningún problema en mantener altos estándares dentro del proceso de licenciamiento. En lo que estamos trabajando es en ponernos de acuerdo sobre qué se debe presentar en un estudio ambiental y los criterios para evaluarlos. La idea es tener mayor claridad en los requerimientos para obtener las licencias y así lograr que se aceleren los trámites”*.

Finalmente, sobre expectativas de nuevas reservas para el país, la ACP visualiza grandes oportunidades para el crecimiento y sostenibilidad del sector, que se centran básicamente en exploración de crudos pesados, actividades *offshore* o costa afuera y yacimientos no convencionales.

*“El reto es mantenernos arriba del millón de barriles diarios y aumentar la relación reservas producción en 2013”,* concluyó Alejandro Martínez Villegas.

## **5.4.2 Regulación del Sector**

### **5.4.2.1 Regulación de las Actividades de Exploración y Producción**

En virtud de las leyes colombianas, el estado es el dueño exclusivo de todos los recursos de hidrocarburos en Colombia y tiene plena autoridad para determinar los derechos, regalías o compensaciones que deben

ser pagadas por los inversionistas en virtud de la exploración o producción de cualquier reserva de hidrocarburos. El Ministerio de Minas y Energía y la ANH, son las autoridades encargadas de regular todas las actividades relacionadas con la exploración y producción de hidrocarburos en Colombia.

El Decreto Ley 1056 de 1953 o Código de Petróleos, establece los procedimientos generales y requisitos que deben ser cumplidos por los inversionistas antes de comenzar las actividades de exploración o producción de hidrocarburos. El Código de Petróleos establece los lineamientos generales, obligaciones y procedimientos de revelación que deben seguirse durante la realización de estas actividades.

Antes del año 2003, todas las actividades relacionadas con la exploración y producción de hidrocarburos se regían por el Decreto 2310 de 1974. En consecuencia, durante ese período todas las actividades de ECOPETROL fueron reguladas por ese Decreto. El Decreto 2310 de 1974 fue reemplazado por el Decreto Ley 1760 de 2003, pero todos los contratos celebrados por ECOPETROL antes del 2003 con otras compañías petroleras todavía están regulados bajo el Decreto 2310 de 1974.

El Decreto Ley 1760 de 2003 creó la ANH para regular y supervisar la exploración y producción de las reservas de hidrocarburos; de acuerdo con su exclusiva autoridad legal, la ANH desarrolló un nuevo régimen contractual para los hidrocarburos. El Decreto Ley 1760 de 2003 fue complementado por el Decreto 2288 de 2004, que regula todos los aspectos relacionados con la ampliación y terminación de contratos celebrados por ECOPETROL antes del año 2004.

El Acuerdo 008 de 2004 (aplicable a los contratos celebrados por ECOPETROL antes de Mayo de 2012) y el Acuerdo 004 de 2012 (aplicable a los contratos celebrados por, en o después de Mayo de 2012) emitidos por el Consejo Directivo de la ANH establecen los pasos necesarios para celebrar con la ANH contratos relacionados con exploración y producción.

La Resolución 18-1495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía estableció una serie de normativas relacionadas con exploración y producción de hidrocarburos.

De conformidad con las leyes colombianas, ECOPETROL está obligado a pagar un porcentaje de la producción a la ANH por concepto de regalías. Cada contrato de producción tiene establecido su regalía de conformidad con la ley aplicable. En 1999, una modificación al sistema de regalías estableció una escala para el pago de regalías, vinculándolas con el nivel de producción de los campos de petróleo crudo y gas natural descubiertos después del 29 de Julio de 1999 y a la calidad del crudo producido. Desde el año 2002 el sistema de regalías ha estado en un rango de 8% para los campos que producen hasta 5.000 bpd a 25% para los campos de producción de más de 600.000 bpd. Los cambios en los programas de regalías sólo aplican a nuevos descubrimientos y no afectan los campos que se encuentran en su etapa de producción. Los campos productores pagan las regalías de conformidad a la ley aplicable en el momento del descubrimiento. Nuestros contratos especifican que las regalías deben ser pagadas con el producto físico (petróleo y gas) a la ANH.

Actualmente, ECOPETROL compra todo el producto físico (petróleo y gas) entregados por los productores de crudo como pago de regalías a la ANH a los precios establecidos en la Ley 756 de 2002 y la Resolución 18-1709 de 2003 del Ministerio de Minas y Energía.

El precio de compra se calcula en referencia a un precio para el petróleo crudo en pozo y varía según los precios internacionales vigentes. ECOPETROL cuenta con un acuerdo interinstitucional de colaboración, o "Convenio de Colaboración", con la ANH, donde captamos todas las regalías en especie y efectivo debidas a la ANH por las compañías petroleras en Colombia. También cuenta con un contrato de compra para comprar todo el volumen de las regalías. ECOPETROL vende el producto físico comprado de la ANH como parte del giro ordinario del negocio.

El Decreto 2100 de 2011 modificó el esquema de comercialización de las regalías del gas natural. A partir de Junio de 2012, los productores deben comercializar directamente las regalías de su propia producción en nombre de la ANH. A cambio, la ANH deberá pagar una comisión de comercialización a los productores.

#### **5.4.2.2. Regulación de las Actividades de Refinación y Petroquímica**

Las actividades de refinación y petroquímica son consideradas un servicio público y están sujetas a la regulación gubernamental. El artículo 58 del Código de Petróleos establece que la actividad de refinación puede ser desarrollada a lo largo del territorio nacional. Las refinerías de petróleo deben cumplir con las características técnicas y los requerimientos establecidos en la regulación existente.

El Ministerio de Minas y Energía (MME) es responsable de la regulación y supervisión de todas las actividades relacionadas con la refinación de petróleo, importación de productos refinados, almacenamiento, transporte y distribución.

El Decreto 2657 de 1964 que regulaba las actividades de refinación de petróleo, fue el que creó el Comité de Planeación de Refinación de Petróleo, cuya función es estudiar los problemas de la industria para implementar políticas de refinación de corto y largo plazo. Este comité es igualmente responsable de evaluar y revisar nuevos proyectos de refinación ó expansión de la infraestructura actual mediante el estudio de su rentabilidad, impacto económico y social e impacto en la balanza de pagos del país.

De acuerdo con la Resolución 180966 de 2006 del MME y el artículo 58 del Código de Petróleos, quienes ejerzan la actividad de refinación en el territorio colombiano deberán destinar su producción o parte de ella al abastecimiento nacional siempre y cuando el consumo de derivados del petróleo del país lo exija. Si el ingreso regulado (el principal ítem en la fórmula del precio) del productor es menor al del precio de paridad de exportación, el precio pagado por los productos refinados será equivalente al precio para aquellos productos en el mercado del golfo de Estados Unidos. Adicionalmente, en caso que se requieran crudos importados, se reconocerá al refinador el costo del transporte en la proporción del crudo importado que se cargue a la refinería.

A partir del año 2008 fue implementada la Ley 1205 de 2008 cuyo propósito principal fue contribuir a la mejora del medio ambiente, estableciendo la mínima calidad que los combustibles deberían tener en el país y el marco correspondiente para tal propósito. Desde Agosto de 2010, ECOPETROL, a través de su refinería en Barrancabermeja, ha estado vendiendo diésel y gasolina en línea con dichos lineamientos de calidad.

El Ministerio de Minas y Energía, adicionalmente, establece los estándares de seguridad para el almacenamiento, mantenimiento, distribución y disposición del Gas Licuado de Petróleo (GLP). Las regulaciones establecidas en el año 1992 determinaron que cada establecimiento local, comercial o industrial con capacidad para almacenar más de 420 libras de GLP, debe recibir autorización de operación por el Ministerio de Minas y Energía.

A partir de Mayo de 2012, bajo el poder otorgado en el Decreto 4130 de 2011, la ANH será la encargada de determinar el precio de referencia del crudo.

#### **5.4.2.3. Regulación de las Actividades de Transporte**

La actividad de transporte de hidrocarburos se considera una actividad de servicio público en Colombia, y por lo tanto, está bajo control y supervisión gubernamental. El transporte y distribución de petróleo crudo, gas natural y productos refinados deben cumplir con el Código de Petróleo, el Código de Comercio y con todos los Decretos y Resoluciones gubernamentales, como las Resoluciones 181258 y 124386 de 2010, emitidas por el Ministerio de Minas y Energía sobre el transporte de petróleo crudo a través de oleoductos, y las Resoluciones 122 de 2008 y 092 de 2009 emitidas por la CREG sobre transporte de GLP a través de gasoductos.

Sin perjuicio de las normas generales para el transporte de hidrocarburos en Colombia, el transporte de gas natural cuenta con una reglamentación específica, debido a la categorización de servicio público de la distribución de gas natural, bajo las leyes colombianas. Por lo tanto, el transporte y distribución de gas natural se rige por su regulación específica, expedida por la CREG, la cual principalmente busca satisfacer las necesidades de la población.

Los sistemas de transporte, clasificados como oleoductos y poliductos, pueden ser de propiedad de particulares. La construcción, operación y mantenimiento de sistemas de transporte deben cumplir con los requisitos ambientales, sociales, técnicos y económicos bajo estándares nacionales e internacionales. Las redes de transporte deben seguir condiciones específicas en cuanto a diseño y especificaciones, y cumplir con los estándares de calidad exigidos por la industria de petróleo y gas.

De acuerdo con la Ley 681 de 2001, los poliductos de propiedad de ECOPETROL (actualmente en cabeza de Cenit) deben estar disponibles para el uso de terceros y deben ofrecer su capacidad sobre la base de igualdad al acceso a todos.

La actividad de transporte de hidrocarburos se puede desarrollar por terceros y debe cumplir todos los requisitos establecidos por la ley.

El Ministerio de Minas y Energía es responsable de:

- Estudiar y aprobar el diseño y planos de todos los sistemas de transporte.
- Mediar las tasas entre las partes o, en caso de desacuerdo, establecer las tarifas de transporte de hidrocarburos en base a información proporcionada por el proveedor de servicios.
- Expedir la regulación de transporte de hidrocarburos.
- Liquidar, distribuir y verificar el pago de impuestos relacionado con el transporte; y
- Administrar el sistema de información de la cadena de distribución del petróleo.

La construcción de sistemas de transporte requiere licencias gubernamentales y permisos locales otorgados por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, así como otros requisitos de las autoridades ambientales regionales.

#### **5.4.2.4. Regulación para la producción, distribución, transporte y comercialización de gas natural**

El mercado de gas natural en Colombia, se encuentra dividido en dos tipos de mercados: *i*) el mercado de precio regulado, y *ii*) el mercado de precio libre. El Decreto 2100 de 2011, expedido por el Ministerio de Minas y Energía, introdujo un nuevo régimen para comercializar el gas natural en Colombia, incluyendo procedimientos específicos que regulan el mercado colombiano en materia de la administración de las reservas disponibles de gas natural pertenecientes al Estado, y protegen a los consumidores nacionales, especialmente a los de tipo residencial.

El Decreto 2100 divide el mercado con el fin de regular los procedimientos de comercialización, toda vez que los mismos deben ir en línea con la capacidad de producción de cada campo en Colombia. Los productores que operan campos con una capacidad de producción mayor a 30 millones cfpd tienen la libertad de vender el gas natural en los términos acordados con compradores interesados en el mercado colombiano.

En cuanto al procedimiento de venta en grandes campos de producción, el Decreto 2100 de 2011 establece una distinción entre campos con precio regulado (Campo Guajira) y campos con precio no regulado. Para el Campo Guajira, el Decreto 2100 establece un orden específico para la entrega del gas natural, estableciendo prioridad para aquellos compradores que suministrarán gas natural a los consumidores residenciales, a la industria pequeña y mediana, y a los transportadores de gas natural. Los compradores incluidos en la lista de prioridad tienen la primera opción de comprarlo bajo las condiciones establecidas por el productor. En el caso en que el primer comprador no desee hacer uso de esta opción, seguirá el siguiente comprador en la lista y así sucesivamente hasta que se adjudique la totalidad del gas disponible,

En cuanto a los campos con precio no regulado, el Decreto 2100 de 2011 y las Resoluciones 118, 140 y 167 de 2011 emitidas por la CREG, establecen un procedimiento específico para la venta de gas natural. En primer lugar, el productor deberá publicar el volumen de gas disponible para la venta. Posteriormente, los consumidores potenciales deberán presentar una solicitud de suministro de gas. De esta manera, el productor compara la oferta de volumen con los volúmenes solicitados por los compradores potenciales. Si la demanda de gas natural es mayor a la oferta, el productor deberá llevar a

cabo una subasta para vender el gas natural disponible. En caso contrario, el productor podrá negociar directamente los términos de los acuerdos con los diferentes compradores potenciales.

El procedimiento para el desarrollo de la subasta está completamente regulado por la CREG en las resoluciones mencionadas anteriormente, de tal manera que las subastas se lleven a cabo de una manera transparente en igualdad de condiciones para el mercado.

La Resolución 057 de la CREG establece las reglas bajo las cuales se deben desarrollar las diferentes actividades en el mercado de gas natural. A su vez, definen el transporte como una actividad independiente. En línea con esto, los transportadores de gas natural no tienen permitido: *i*) producir comercializar o distribuir gas natural ó *ii*) participar en compañías cuyo propósito principal es la comercialización o distribución del mismo. Los transportadores tampoco deberán tener interés económico en compañías generadoras de electricidad. La CREG regula igualmente ciertos aspectos de los contratos que se utilizan en la producción, comercialización, distribución y transporte de gas natural. Las Resoluciones 118 de 2011, 140 de 2011 y 167 de 2011 establecen cuatro tipos de contratos: **1**) Contrato Pague lo Contratado (“Take or pay”), **2**) Contrato de Opción de Compra de Gas, **3**) Contratos de suministro interrumpible, y **4**) Contrato condicionado de suministro.

La exportación de gas natural no es considerado como un servicio público bajo la legislación colombiana y por esto no está sujeto a la Ley 142 de 1994. Sin embargo, el abastecimiento local de gas natural es una prioridad del Gobierno Nacional. Esta política se encuentra consagrada en el Decreto 2100 de 2011, estableciendo que en el evento en que el suministro de gas se reduzca o se termine, como resultado de la escasez del hidrocarburo, el Gobierno Nacional tiene el derecho de suspender el suministro de gas natural para clientes internacionales. A pesar de lo anterior, el Decreto 2100 de 2011 establece libertad para la exportación de gas natural bajo condiciones normales de reservas de gas.

#### **5.4.2.5. Regulación para la venta, distribución, transporte y comercialización de gas licuado del petróleo**

Las actividades de comercialización mayorista, transporte, distribución y comercialización minorista de Gas Licuado de Petróleo (GLP) están reguladas, principalmente, por la Resolución CREG 74 de 1996 y posteriores resoluciones. El GLP en Colombia se obtiene principalmente de nuestras refinerías, campos de producción y nuestras propias importaciones. El GLP debe cumplir con estándares mínimos de calidad para ser comercializados. Nuestras actividades de comercialización y transporte mayorista son reguladas por las Resoluciones 53 del 2011 y 92 de 2009. El precio del GLP está regulado por las Resoluciones CREG 66 de 2007 y CREG 59 de 2008.

#### **5.4.2.6. Regulación para la venta de combustibles líquidos**

De acuerdo con la sección 212 del Código de Petróleos y la Ley 39 de 1987, la distribución de combustibles líquidos y sus derivados es considerado un servicio público. En consecuencia, las entidades ó individuos que desarrollen esta actividad están sujetas a la regulación emitida por el Gobierno Nacional. El Gobierno Nacional tiene la potestad de determinar los estándares, medidas y control de calidad de los combustibles líquidos y puede establecer penalidades que apliquen a comercializadores que no se ajusten a dichas reglas.

El Ministerio de Minas y Energía es la entidad que controla y ejerce supervisión técnica de los combustibles líquidos derivados del petróleo, incluyendo las actividades de refinación, importación, almacenamiento, transporte y distribución en el territorio nacional. La Ley 812 de 2003 identifica los agentes de la cadena de suministro de los combustibles líquidos derivados del petróleo.

La distribución de los combustibles líquidos, excepto el GLP, está regulado por el Decreto 4299 del 2005, el cual fue modificado por los Decretos 1333 y 1717 de 2007 y 2008 respectivamente, los cuales establecen los requerimientos, obligaciones y sanciones aplicables a los agentes involucrados en la distribución, refinación, importación, almacenamiento, venta mayorista, transporte, venta minorista y consumo de combustibles líquidos.

Los Decretos 283 de 1990 y 1521 de 1998 y sus respectivas modificaciones, establecen los requisitos mínimos técnicos para la construcción de estaciones de servicio y plantas de almacenamiento. Estos

Decretos igualmente regulan la distribución de combustibles líquidos, estableciendo los requerimientos mínimos, las actividades y tipos de contratos permitidos para estos agentes. El Ministerio de Minas y Energía también regula los tipos de combustibles líquidos que se pueden vender y comprar y las penalidades por el no cumplimiento de la regulación del Gobierno Nacional.

A partir del mes de Mayo del año 2012, la CREG es la entidad que determina los precios para los productos regulados derivados del petróleo, excepto por la gasolina, el diésel y los biocombustibles (cuyos precios los determina el Ministerio de Minas y Energía). La ANH determina el precio del crudo correspondiente al pago de regalías. El precio del combustible para aviones se determina de acuerdo con la Ley 1450 de 2011.

La distribución de combustibles en áreas fronterizas de Colombia está sujeta a regulaciones específicas que imponen un control estricto en cuanto a procedimientos y requerimientos. Actualmente, ECOPETROL ya no es responsable de la distribución en dichas áreas, ya que la misma fue transferida al Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con lo estipulado en la Ley 1430 de 2010.

#### **5.4.2.7. Regulación de Biocombustibles y actividades relacionadas**

La venta y distribución de biocombustibles está regulada por el Ministerio de Minas y Energía. La reglamentación establece los estándares de calidad y precios para biocombustibles e impone requisitos mínimos para la mezcla de etanol con gasolina y biodiesel con diesel.

#### **5.4.2.8. Regulación en materia ambiental**

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible es la máxima autoridad ambiental en Colombia y está encargada de la emisión de programas, políticas y normatividad ambiental en todo el país. A nivel regional y local, las autoridades ambientales regionales, tales como las Corporaciones Autónomas Regionales (Corporaciones Autónomas Regionales), que son las más altas autoridades ambientales de las regiones, están a cargo de la ejecución y supervisión de todas las normas, políticas y programas emitidos por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el medio ambiente y los recursos naturales renovables, así como de la supervisión de todo el trabajo para el desarrollo sostenible, dentro del área de su jurisdicción.

La Ley 99 de 1993 y otras normas ambientales imponen a las compañías en general, incluyendo empresas relacionadas con el petróleo y gas, la obligación de obtener una licencia ambiental antes de realizar cualquier actividad que pueda afectar negativamente el medio ambiente, o producir daños graves al medio ambiente y los recursos naturales renovables. La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, en nombre del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, es responsable de evaluar las solicitudes de licencias y supervisar todos los proyectos de hidrocarburos y monitorear su cumplimiento.

Para cumplir con los mecanismos de participación ciudadana establecidos por la Constitución y la Ley, las comunidades pueden obtener información sobre las actividades del proyecto y los impactos que tendrá. También es necesario que la empresa efectúe una consulta previa con indígenas y afrocolombianos, donde haya presencia de comunidades étnicas o territorios legalmente constituidos a su favor, y audiencias públicas ambientales.

El proceso de licenciamiento comienza cuando la compañía de petróleos presenta un estudio de plan ambiental a la Autoridad Nacional de Licencias Ambiental, que incluye, entre otros, una evaluación del impacto ambiental y los mecanismos que establecen un plan para prevenir, mitigar, corregir y compensar cualquier actividad que pueda dañar el medio ambiente. Según la regulación recientemente expedida, obtener una licencia puede tardar entre 165 y 265 días laborales, dependiendo si la autoridad requiere al solicitante radicar información adicional o si es necesario establecer un comité gubernamental para decidir sobre la viabilidad del proyecto.

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible también es responsable de establecer directrices relacionadas con políticas de cambio climático para el sector de hidrocarburos en Colombia. ECOPETROL cumple con esas directrices. A la fecha, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible no ha propuesto ninguna medida específica para la aplicación de los acuerdos de Kyoto en cuanto a la operación de la Compañía. ECOPETROL continuamente está monitoreando los requisitos de cambio climático que podrían ser aplicables.

Una compañía que no cumpla con las leyes ambientales y la regulación aplicable, no siga el plan ambiental radicado ante el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, o ignore las exigencias impuestas por una licencia ambiental, puede estar sujeta al inicio de un procedimiento administrativo por parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales o las autoridades ambientales regionales establecidas por la Ley 1333 de 2009, el cual puede resultar en amonestaciones orales o escritas, penalidades monetarias, revocación de la licencia o suspensión temporal o permanente de la actividad que esté llevando a cabo.

A Marzo de 2013, ECOPETROL es parte de 147 procedimientos administrativos ambientales, de los cuales 110 fueron iniciados antes del año 2012, 30 durante el año 2012 y 7 durante los primeros 3 meses de 2013. Durante el año 2012, concluyeron 10 procedimientos, en los cuales se le impusieron multas a ECOPETROL. La mayor multa impuesta en el año 2011 asciende a la suma de COP\$3.427 millones, después de ser reducida por la autoridad como resultado de la apelación efectuada por ECOPETROL. A 31 de Diciembre de 2012, la Compañía fue objeto de cuatro multas cuyos procesos aún no han finalizado, los cuales en conjunto ascienden a la suma de COP\$616.621 millones. No es posible determinar ni establecer el efecto material de los procesos pendientes.

### **5.4.3 La cadena de valor de ECOPETROL**

ECOPETROL es una empresa de crudo y gas integrada verticalmente con presencia en Colombia, Perú, Brasil y el Golfo de México. Las operaciones de la Compañía se dividen en cuatro segmentos de negocio: **1) exploración y producción, 2) transporte y logística, 3) refinación y petroquímica, y 4) suministro y mercadeo.**

ECOPETROL es la compañía más grande en Colombia medida por ingresos, utilidad, activos, capital, volumen de ventas y patrimonio neto, desempeñando un papel clave en el mercado local de hidrocarburos. Las operaciones de ECOPETROL no incluyen el transporte de gas natural debido a restricciones legales.

#### **5.4.3.1 Exploración y Producción**

Este segmento incluye actividades de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en Colombia y en el exterior. ECOPETROL inició sus actividades de exploración local en 1955 y exploración internacional en 2006. La Compañía lleva a cabo estas actividades directamente o a través de contratos con terceras partes. A Diciembre de 2012, ECOPETROL es el principal productor de crudo y gas natural del país, el mayor operador y, la compañía con mayor área para exploración en Colombia.

Durante 2012, ECOPETROL celebró 12 contratos de Exploración y Producción con la ANH y los socios comerciales de bloques adjudicados a la Compañía en la ronda abierta colombiana del 2012. Estos bloques cubren un área total de más de 4 millones de hectáreas y están localizados en los llanos orientales (departamentos de Arauca, Casanare y Meta), valle del Magdalena medio (departamentos de Cundinamarca y Caldas), la cuenca del Sinú-San Jacinto (Departamento de Antioquia y Córdoba) y en mar adentro en la costa de la Guajira. En 6 de estos contratos celebrados, Ecopetrol posee el 100% de la participación contractual.

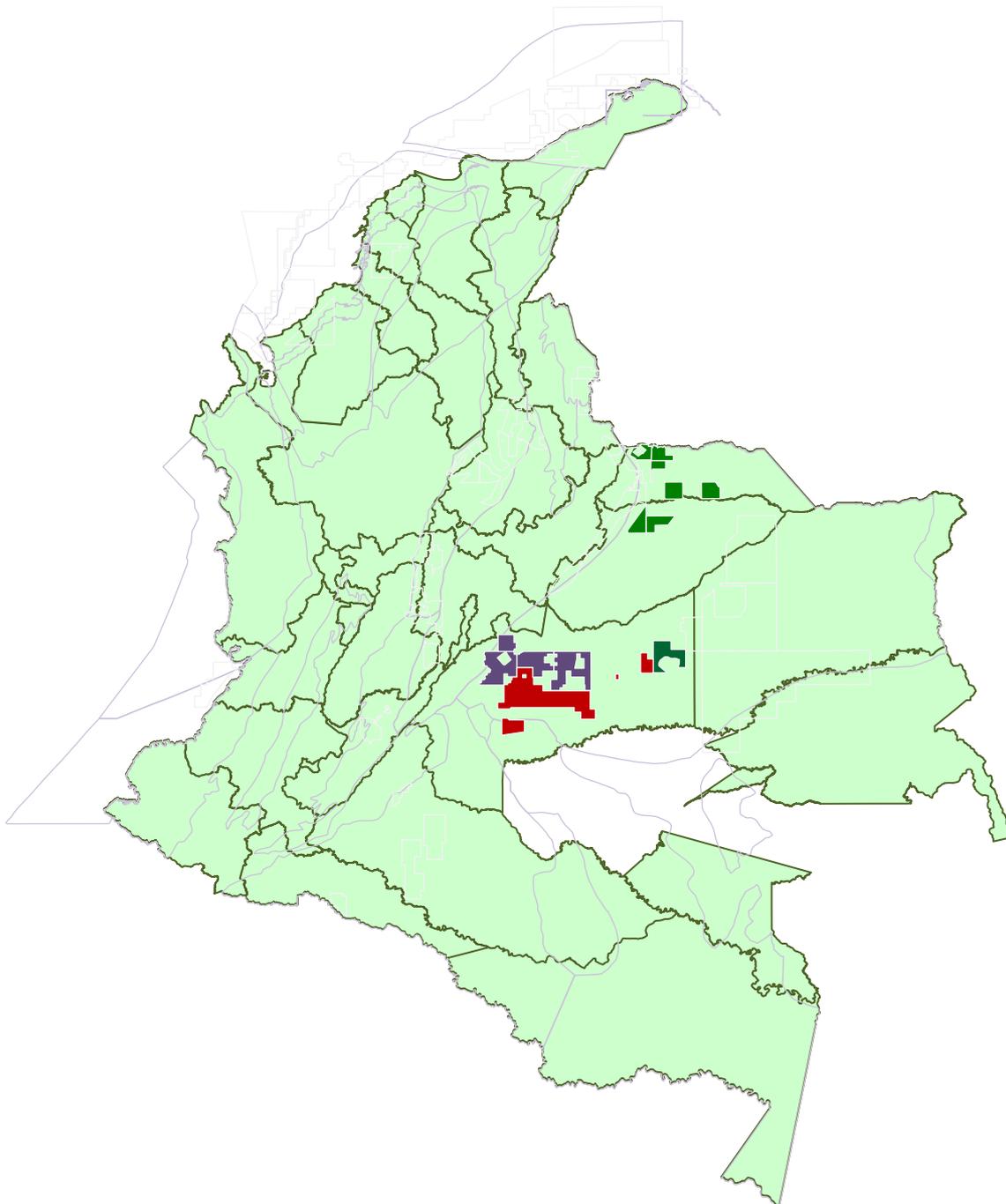
#### **5.4.3.2 Exploración**

Durante el año 2012, el Grupo ECOPETROL perforó 23 pozos exploratorios A3-A2, de los cuales 15 están ubicados en Colombia y 8 internacionalmente.

Durante el primer trimestre de 2013, ECOPETROL perforó 8 pozos en total, 3 de los cuales fueron pozos tipo A3/A2 y 5 del tipo estratigráficos. De este total, 4 fueron catalogados como exitosos (2 de éxito geológico y 2 con evidencia de hidrocarburos) y 4 como secos. Adicionalmente, durante el primer trimestre del 2013 se perforaron 3 pozos delimitadores (A1).

#### **Exploración en Colombia**

ECOPETROL es la compañía que tiene la mayor área de exploración en Colombia. El siguiente mapa muestra las zonas en las cuales la compañía conduce actividades de exploración.



El plan exploratorio de ECOPETROL en Colombia está enfocado en la exploración en áreas cercanas a aquellas que cuentan con producción; exploración en cuencas que actualmente son productoras; y exploración en áreas frontera incluyendo áreas mar adentro con potencial para grandes descubrimientos. La estrategia de exploración en el exterior está enfocada en asegurar bloques disponibles para exploración y establecer acuerdos de “joint venture” con compañías petroleras regionales internacionales.

Durante el año 2012, el Grupo ECOPETROL adquirió 2.590 kilómetros equivalentes de Sísmica, en Colombia incluyendo 935 kilómetros equivalentes adquiridos por Hocol.

ECOPETROL S.A adquirió 1.665 kilómetros equivalentes de sísmica.

Durante el año 2012 ECOPETROL perforó 7 pozos exploratorios A3-A2:

- En 5 de ellos se evidenció existencia de hidrocarburos: Tisquirama Este-1, Caronte, Aullador-1, Embrujo-1 ST-2 y Mapalé.
- Uno pozo resultó seco

- Un pozo continuaba bajo evaluación.

### Exploración Internacional

La estrategia de exploración internacional del Grupo ECOPETROL está concentrada en asegurar bloques disponibles para exploración, mediante Joint Ventures con compañías petroleras internacionales y regionales de exploración y producción. La exploración internacional le permitirá al Grupo ECOPETROL diversificar el riesgo y aumentar las posibilidades para incrementar las reservas de crudo y gas natural.

En 2012, el Grupo ECOPETROL perforó 8 pozos exploratorios, a través de subsidiarias o como socio de la forma indicada a continuación:

- Brasil: se perforaron tres (3) pozos a través de la filial Ecopetrol Brasil, durante el segundo semestre de 2012, de los cuales, dos resultaron secos (Sabiá y Canário) y el tercero (Jandaia) continuaba bajo evaluación a Diciembre de 2012.
- Golfo de México: Ecopetrol America Inc., (EAI), perforó tres (3) pozos, de los cuales en dos se realizaron descubrimientos: Parmer y Dalmatian, mientras que el pozo Candy Bars fue declarado seco. EAI contaba con un 30% de participación en cada uno de estos pozos.
- Perú: Savia, sociedad en la cual ECOPETROL cuenta con un 50% de participación accionaria, perforó dos pozos en la costa peruana. A Diciembre 31 de 2012, estos pozos fueron declarados no comerciales con evidencia de hidrocarburos.

Al 31 de diciembre de 2012, el Grupo ECOPETROL había adquirido 23.908 kilómetros de sísmica adicional equivalente: 13.908 en la Costa del Golfo de Estados Unidos y 10.000 kilómetros en Brasil, un incremento del 18,7% con respecto a la información de sísmica de Diciembre 31 de 2011.

En el primer trimestre de 2013, Ecopetrol América Inc. presentó propuestas competitivas para 6 bloques en la ronda “Central Planning Area Lease Sale /227” que se celebró en Nueva Orleans (EE.UU.). La compañía se presentó en dos bloques junto con Murphy Exploration and Production, con Anadarko US Offshore Corporation, MCX Gulf of Mexico LLC y JX Nippon Oil Exploration (U.S.A.) Limited en dos bloques, y en dos bloques será el titular del 100% de los derechos.

#### 5.4.3.3. Producción

Como parte del Plan Estratégico de la Compañía, ECOPETROL considera que el aumento en el factor de recobro en sus campos (incluyendo aquellos descubiertos hace más de 20 años) es clave en el incremento de la producción diaria promedio de hidrocarburos y de las reservas. El 88% de los campos de ECOPETROL están en recuperación primaria, mientras que en el 8% de los campos se ha implementado la recuperación secundaria y la recuperación terciaria ha sido implementada en el 4% de los campos. La Compañía continúa enfocando los esfuerzos en la mejora de la productividad tanto de campos operados directamente como aquellos en los que se tiene un esquema de asociación con otras compañías petroleras.

En el año 2012, la producción promedio diaria consolidada de hidrocarburos (sin descontar regalías), ascendió a 754 Kbpd, de los cuales 635 Kbpd corresponden a crudo y 119 Kbpd a gas natural. Esta producción incluye las contribuciones de producción de las subsidiarias y afiliadas (Hocol, Equion, Ecopetrol America Inc y Savia del Perú), en proporción con la participación de ECOPETROL. La producción de ECOPETROL representó el 93,1% de la producción total consolidada, Hocol 3,3%, Equion 2,4%, Ecopetrol America Inc, 0,3% y Savia 0,9%. Durante el año 2012, el Grupo ECOPETROL produjo 745 Kbpd en Colombia.

En el año 2012, el 48% de la producción de ECOPETROL correspondió a crudos medios y ligeros (por encima de los 15° API), y el 52% a crudos pesados (igual o inferior a 15° API). En el año 2011, estas proporciones fueron de 51% para ligeros y medios y el 49% restante a crudos pesados.

El detalle de la producción del Grupo ECOPETROL para los tres últimos años, se detalla a continuación:

	2012	2011	2010
--	------	------	------

<b>COLOMBIA</b>			
ECOPETROL S.A.	590	571	482
Hocol S.A.	25	30	26
Equion Energia Limited	11	8	-
<b>PRODUCCIÓN INTERNACIONAL</b>			
Savía Perú	6	6	6
Ecopetrol America Inc.	2	2	2

En el año 2012 la producción diaria promedio de gas natural ascendió a 118 Kbped, lo que representa un aumento del 9,3% cuando se compara con la producción de 2011, cuyo crecimiento fue del 9,1% con respecto al año 2010.

La producción de ECOPETROL en el primer trimestre de 2013 ascendió a 744.5 Kbped, lo cual representa un crecimiento del 8.3% con respecto al primer trimestre de 2012.

Durante este mismo período el crudo pesado representó el 56% de la producción de crudo total, mientras que en el primer trimestre de 2012 representó el 51%.

El indicador de costo de levantamiento por barril producido para ECOPETROL en el primer trimestre de 2013 fue de US\$9,38 (basado en la metodología aprobada por la SEC, la cual no incluye las regalías en la estimación de costo por barril), US\$0,24 por barril más que el primer trimestre del año anterior, como efecto neto de:

- Mayores costos requeridos para el manejo y disposición de agua y para reestablecer la capacidad de producción de algunos pozos: +US\$0.79 por barril.
- Mayores costos por efecto de la revaluación del Peso frente al Dólar: +US\$0.05 por barril.
- Menores costos debido al mayor volumen producido: -US\$0.60 por barril.

#### 5.4.3.4. Reservas

A 31 de Diciembre de 2012, las reservas probadas del Grupo ECOPETROL, de petróleo crudo y gas natural sumaron 1.876,7 millones BOE, lo que representa un incremento del 1% comparado con los 1.856,7 millones registrados en 2011. Las reservas probadas de petróleo crudo en 2012 son 1.370,3 millones de barriles de petróleo crudo y en 2011 fueron 1.371,0 millones de barriles de petróleo crudo. Las reservas de gas natural han aumentado a 2.886 billones de pies cúbicos; en el año 2011, las reservas sumaban 2.768 billones de pies cúbicos. En el año 2011, las reservas probadas aumentaron 8% comparado con los 1.714 millones de BOE registrados en el 2010. El aumento de las reservas del Grupo ECOPETROL en el año 2012 se debe principalmente a: (i) un aumento de 44,2 millones de BOE correspondiente a las revisiones de las estimaciones previas, (ii) un aumento de 65,3 millones de BOE correspondiente a la mejora en las actividades de recuperación, (iii) un aumento de 142,8 millones de BOE correspondiente a extensiones y descubrimientos, y (iv) una disminución de 232,4 millones de BOE correspondientes a la producción.

Las reservas de hidrocarburos se calcularon conforme a las regulaciones de la SEC y los requisitos de la Junta de Normas de Contabilidad Financiera (FASB). El proceso de reservas de ECOPETROL es supervisado y coordinado por el Director de Reservas, que depende de la Vicepresidenta Corporativa de Finanzas. La Dirección de Reservas está conformada por Coordinadores de Reservas, que son ingenieros de petróleos con una experiencia de más de 15 años en caracterización, desarrollo del campo, estimación y reporte de reservas y que tienen la responsabilidad de supervisar y apoyar a los profesionales involucrados en el proceso de estimación y elaboración de informes.

Las reservas se estiman primero internamente. Este proceso es supervisado y coordinado por el Director Corporativo de reservas, un geólogo que cuenta con un Master en geología y que tiene más de 20 años de experiencia en proyectos relacionados con la caracterización y desarrollo de reservas, estimación e informes de reservas. Los empleados implicados en el proceso de reservas cumplen con las calificaciones

de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, para estimadores de reservas. Las reservas estimadas internamente se someten a un proceso de auditoría externa, que llevaron a cabo en el año 2012 las empresas *Ryder Scott, DeGolyer and MacNaughton* y *Gaffney, Cline & Associates* (los “Ingenieros Externos”). Estas empresas han auditado el 99% de las reservas netas probadas del Grupo ECOPETROL en el 2012. De acuerdo con la directriz corporativa, ECOPETROL reporta los valores de las reservas obtenidos de los Ingenieros Externos.

El proceso de reservas termina cuando la Dirección de Reservas consolida los resultados y los presenta al Comité de Reservas, cuyos miembros son la Vicepresidente Corporativa de Finanzas, el Vicepresidente Ejecutivo de Producción y Exploración y el Vicepresidente de Estrategia. Las decisiones del Comité de Reservas deben ser tomadas por unanimidad de sus miembros. Los resultados son presentados al Comité de Auditoría de la Junta Directiva y aprobados posteriormente por la Junta Directiva.

El proceso de auditoría se llevó a cabo dando cumplimiento a las definiciones de la SEC y las reglas establecidas en la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X y los lineamientos de divulgación contenidos en la regla final del 31 de Diciembre de 2008, denominada Modernización del Reporte de Petróleo y Gas, la cual cobro vigencia a partir del 1 de Enero de 2010. La información presentada a continuación que se refiera a las reservas probadas estimadas de los años 2010, 2011 y 2012, se basa en una auditoría externa del 99% de las reservas totales, preparada por los Ingenieros Externos bajo las reglas y definiciones de la SEC. El 1% restante corresponde a los cálculos internos de ECOPETROL, efectuados usando las definiciones y reglas de la SEC. Las reservas probadas netas del año 2012, de petróleo crudo y gas natural, incluyen reservas de filiales ubicadas en los Estados Unidos (Golfo de México) y Perú, y los activos de Equión y de Hocol en Colombia.

La información de las reservas presentada aquí, se basa en de las definiciones y reglas de la SEC usadas con el propósito de cumplir con los US GAAP (principios de contabilidad generalmente aceptados y usados por empresas con sede en Estados Unidos).

La siguiente tabla muestra la estimación de reservas netas probadas (desarrolladas y no desarrolladas) de petróleo crudo y gas para los años 2011 y 2012.

	2012		2011	
	Petróleo Crudo (millones de barriles)	Gas (bcf)	Petróleo Crudo (millones de barriles)	Gas (bcf)
<b>RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS</b>				
Total (Colombia).....	922,4	2.523,6	840,4	2.206,1
Total (Internacional).....	10,9	12,3	15,4	23,4
<b>TOTAL</b> .....	<b>933,3</b>	<b>2.535,9</b>	<b>855,8</b>	<b>2229,5</b>
<b>RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS</b>				
Total (Colombia).....	431,6	340,6	507,5	537,0
Total (Internacional).....	5,4	10,0	7,7	1,9
<b>TOTAL</b> .....	<b>437,0</b>	<b>350,6</b>	<b>515,2</b>	<b>538,9</b>
<b>TOTAL (DESARROLLADAS Y NO DESARROLLADAS)</b> .....	<b>1.370,3</b>	<b>2.886,4</b>	<b>1.371,0</b>	<b>2.768,4</b>

La siguiente tabla establece la estimación consolidada de reservas netas probadas (desarrolladas y no desarrolladas) de petróleo crudo y gas, a 31 de Diciembre de los años 2011 y 2012.

	<b>Petróleo Crudo (millones de barriles)</b>	<b>Gas (billones cf)</b>	<b>Total (millones BOE)</b>
Reservas a 31 de Diciembre 2011 .....	1.371,0	2.768,4	1.856,7
Revisión de estimaciones previas.....	42,7	8,8	44,2
Mejoras en la recuperación .....	65,3	0,0	65,3
Compras de minerales.....	0,0	0,0	0,0
Extensiones y descubrimientos .....	90,4	298,6	142,8
Producción.....	(199,2)	(189,3)	(232,4)
Reservas a 31 de Diciembre 2012.....	1.370,3	2.886,4	1.876,7
Reservas netas probadas desarrolladas.....			
A Diciembre 31 de 2010 .....	800,7	2.261,7	1.197,5
A Diciembre 31 de 2011 .....	855,8	2.229,5	1.246,9
A Diciembre 31 de 2012.....	933,3	2.535,9	1.378,2

Las revisiones de ECOPETROL durante el año 2012, sobre una base consolidada, ascendieron a 44,2 millones de BOE, correspondientes principalmente a:

- Campo Pauto: El volumen de ventas de gas natural licuado asociado a la planta de procesamiento, un mejor desempeño en la producción y el desarrollo de nuevos proyectos centrados en actividades de conversión de gas y perforación, representaron un aumento de 19.4 millones de BOE.
- Campo Caño Limón: El mejor desempeño en la producción representó un aumento de 13.9 millones de BOE.

Las revisiones descritas anteriormente representaron el 75% de las adiciones a las revisiones de las reservas en el año 2012, mientras que las revisiones con respecto a los restantes 10,9 millones de BOE resultaron de variación de varios campos como Apiay, Quifa y otros.

La mejora en la recuperación de ECOPETROL durante el año 2012 ascendió a 65,3 millones de BOE, que corresponden principalmente a la recuperación secundaria de las nuevas áreas probadas en los campos La Cira-Infantas, Casabe y Tibu.

Las extensiones y descubrimientos de ECOPETROL durante el año 2012, ascendieron a 142,8 millones de BOE, que corresponden a 16,2 millones de BOE de campos recientemente descubiertos y 126,6 millones de BOE de extensiones de superficie probada.

Los campos recientemente descubiertos correspondieron principalmente a los campos Cajua, Chipiron a nivel de ECOPETROL, y los activos de Hocol en los campos de Mamey-Bonga y los activos de Ecopetrol America Inc. en el campo Dalmatian.

En cuanto a extensiones de terrenos probados (126,6 millones de BOE), 70% estuvo asociado con actividades en los siguientes campos: 25,5 millones de BOE se explican en el campo de Castilla, en el que ECOPETROL tiene previsto actividades adicionales de perforación para cubrir nuevas áreas demostradas, 47,8 millones de BOE se relacionan con aumentos de ventas de gas en el campo de Cupiagua y 15,4 millones de BOE asociados con nuevas áreas probadas en Quifa y Chichimene. El 30% restante de la extensión de terrenos probados corresponden a cambios menores en otros campos.

En cuanto a reservas probadas no desarrolladas, durante el año 2012 ECOPETROL adicionó aproximadamente 101 millones de BOE y convirtió 212 millones de BOE. El número total de reservas probadas no desarrolladas disminuyó de 111,5 millones de BOE a 498,5 millones de boe al 31 de Diciembre de 2012. Al 31 de Diciembre de 2012, el 88% de las reservas probadas no desarrolladas corresponden a petróleo crudo.

El incremento en las reservas probadas no desarrolladas de ECOPETROL en el año 2012, corresponde a revisiones de estimaciones previas (17%), mejoras en la recuperación (26%) y de extensiones y descubrimientos (57%). En cuanto a las reservas probadas no desarrolladas, los cambios asociados con las revisiones de las anteriores estimaciones corresponden principalmente, a variaciones en factores económicos, ajustes basados en el comportamiento de la producción y la actualización de planes de desarrollo en varios campos, principalmente en Pauto, Caño Limón, Apiay y Quifa.

El aumento debido a la recuperación mejorada está asociado principalmente con los proyectos de recuperación secundaria de los campos de La Cira Infantas, Casabe y Tibu, como se describió anteriormente. Las extensiones y descubrimientos de ECOPETROL corresponden principalmente a ampliaciones de superficie probada, correspondientes a los proyectos anteriormente descritos en los campos de Castilla, Cupiagua, Chichimene y Quifa.

#### 5.4.3.5. Refinación y Petroquímica

Las dos principales refinerías en Colombia son: la refinería de Barrancabermeja, que ECOPETROL posee directamente, y Reficar, una subsidiaria de propiedad absoluta de ECOPETROL. ECOPETROL también posee y opera otras dos refinerías menores, Orito y Apiay. Estas refinerías producen una amplia gama de productos refinados, como gasolina, diesel, jet fuel, gas licuado de petróleo y combustibles pesados entre otros.

En 2012, Ecopetrol invirtió COP\$4.4 billones en refinación y petroquímica, aumentando la cifra de inversión de COP\$3 billones del año 2011, principalmente las inversiones relacionadas con la expansión y modernización de la refinería de Reficar. Las inversiones en el año 2012 incluyen 45 proyectos diferentes, como la reconversión, actualización, reemplazo de equipos y proyectos ambientales.

La siguiente tabla muestra la capacidad promedio diaria instalada para cada uno de los últimos dos años.

	2012			2011		
	Capacidad	Carga	% Uso	Capacidad	Carga	% Uso
Barrancabermeja.....	250.000	219.385	88%	250.000	225.990	90%
Reficar .....	80.000	74.545	93%	80.000	76.770	96%
Apiay .....	2.500	1.617	65%	2.500	1.768	71%
Orito.....	2.500	793	32%	2.500	1.103	44%
<b>Total.....</b>	<b>335.000</b>	<b>296.340</b>	<b>88%</b>	<b>335.000</b>	<b>305.631</b>	<b>91%</b>

#### *Barrancabermeja*

En Barrancabermeja, se produce una gran variedad de combustibles como la gasolina sin plomo regular y premium, combustible diesel, queroseno, jet fuel, gas licuado de petróleo, fuel-oil y azufre. También produce productos petroquímicos y productos industriales, incluyendo, ceras parafinadas, aceites lubricantes, polietileno de baja densidad, compuestos aromáticos, asfaltos, y solventes alifáticos, así como propileno con grado de refinería, entre otros. La refinería de Barrancabermeja suministra aproximadamente el 70% de los combustibles consumidos en Colombia.

La razón de conversión promedio para Barrancabermeja durante 2012 fue de 76,5%. El margen bruto de refinación se redujo de USD\$11,22 por barril en 2011 a USD\$10,87 por barril en 2012, principalmente por la menor producción de gasolina en comparación con el año 2011.

Actualmente, Barrancabermeja está en un proceso de modernización, cuyo objetivo es modernizar la refinería para procesar los crudos pesados colombianos y actualizar su configuración de procesamiento medio a conversión profunda. Durante el año 2012, el Proyecto de modernización de Barrancabermeja avanzó en el cumplimiento de los requisitos previos de la fase de ejecución del contrato principal del proyecto: la construcción necesaria para la unidad de crudo U-250 comenzó a medida que se cumplía en el plan ambiental, de acuerdo con los requerimientos de la autoridad ambiental local. El proyecto está en

el proceso de aprobación de su plan de manejo ambiental, una vez esta licencia se obtenga, ECOPEPETROL llevará a cabo una extensiva revisión para actualizar su cronograma..

La siguiente tabla muestra la producción de productos refinados en Barrancabermeja para los años 2011 y 2012.

	<b>A 31 de Diciembre de 2012</b>	
	<b>2012</b>	<b>2011</b>
	<b>(bpd)</b>	
Gas Licuado de Petróleo, Propileno y Butano .....	14.546	13.116
Gasolina y Nafta .....	71.552	74.196
Diesel.....	52.486	53.319
Jet Fuel y queroseno .....	19.043	18.562
Aceites lubricantes.....	51.618	52.179
Ceras parafinadas y bases lubricantes .....	2.011	2.001
Compuestos Aromáticos y Solventes.....	2.953	3.293
Asfaltos y otros.....	5.892	7.495
Polietileno, Azufre y Acido Sulfúrico.....	1.149	957
<b>Total</b> .....	<b>221.250</b>	<b>225.118</b>
Diferencias de Inventario de productos Intermedios.....	208	386
<b>Total Producción</b> .....	<b>221.458</b>	<b>225.504</b>

Durante el año 2012, ECOPEPETROL hizo entrega de 62,9 mil barriles diarios de gasolina de bajo azufre (menos de 300 partes por millón de contenido de azufre) y 76,3 mil barriles diarios de diesel de bajo contenido en azufre para cumplir con las normas existentes de calidad de combustible y mejorar el margen de refinación.

#### *Reficar*

Como parte del Plan estratégico, ECOPEPETROL espera incrementar la competitividad y rentabilidad de Reficar a través de la modernización de sus procesos e instalaciones, así como en la mejora de la fiabilidad de su unidad. Se planea aumentar la capacidad de producción de la refinería a 165 Kbps para el 2014 y mejorar los márgenes de refinación al procesar crudos pesados más baratos, aumentando la razón de conversión, y produciendo un producto de mejor calidad. También se espera satisfacer las normas ambientales existentes para combustibles reduciendo el contenido de azufre en la gasolina y el diesel, cumpliendo así con los estándares nacionales e internacionales.

El 30 de Diciembre de 2011, con la aprobación del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Reficar celebró los contratos de financiación del proyecto de ampliación y modernización de la refinería de Reficar, por un monto de USD\$3.5 billones, a un plazo de 14 años. Durante el año 2012, Reficar desembolsó 2.67 billones de Dólares bajo estos contratos de empréstito.

En Febrero de 2013 Reficar solicitó contribuciones de ECOPEPETROL bajo el contrato de garantía de construcción, por un valor de \$500 millones de Dólares, de los cuales ECOPEPETROL ya ha desembolsado \$250 millones de Dólares. El remanente se proyecta desembolsar a lo largo del presente año. Debido a que el presupuesto y el cronograma del proyecto están siendo objeto de revisión, eventualmente Reficar podrían requerir recursos adicionales de ECOPEPETROL. Cualquier incremento de la inversión del proyecto se espera fondar a través del contrato de garantía de construcción.

La siguiente tabla muestra la producción de productos refinados de Reficar para los años 2011 y 2012.

	<b>Producción Reficar año 2012</b>	
	<b>2012</b>	<b>2011</b>
	<b>(bpd)</b>	
Gas Licuado de Petróleo, Propileno y Butano.....	3.447	5.526
Combustibles para motor.....	21.602	25.515
Diesel .....	17.982	20.533
Jet Fuel y queroseno.....	6.776	6.730
Aceites lubricantes .....	18.110	17.469
Compuestos Aromáticos.....	729	1.225
Otros Productos.....	29	44
<b>Total</b> .....	<b>68.676</b>	<b>77.042</b>

Diferencias de Inventario of Productos Intermedios .....	6.521	1.130
<b>Total Producción .....</b>	<b>75.197</b>	<b>78.172</b>

En el año 2012, la producción de Reficar disminuyó a 75.2 Kbpd, de 78.2 en el año 2011. La operación de Reficar sufrió un paro de producción no planificada entre Febrero y Mayo de 2012. El cambio de la unidad de craqueo había sido inicialmente previsto para 45 días. Sin embargo, daños en el rotor de compresores de gas de la unidad de craqueo aumentaron el tiempo de cambio en 90.65 días, perturbando la producción de gasolina, Gas Licuado de Petróleo, butano y propileno.

El promedio de la razón de conversión de Reficar durante el año 2012 fue 68.07%. El margen bruto de refinación disminuyó de USD\$6,68 por barril en 2011, a USD\$5,31 en 2012, debido principalmente al cambio de la unidad de craqueo y a un precio más bajo de los productos refinados como la gasolina, diesel y jet fuel, en comparación con el crudo.

En el año 2011 ECOPETROL comenzó a comprar gasolina de bajo azufre y continuó con las compras de diesel de bajo contenido de azufre y biodiesel para mejorar la calidad de la gasolina y el diesel en Reficar. Actualmente Reficar compra biodiesel en el mercado local y lo mezcla con su producción de diesel para reducir el contenido de azufre, con el fin de cumplir las especificaciones locales.

Durante el primer trimestre de 2013 el margen bruto de refinación aumento 9.9% frente al mismo período del año anterior debido a (i) mejores precios en el mercado internacional de productos como gasolina y diesel y (ii) un menor costo del diesel.

El proyecto de ampliación y modernización alcanzó un avance físico del 79.4% con corte a Marzo 31 de 2013.

#### *Petroquímicos y otros productos*

ECOPETROL posee y opera cuatro plantas petroquímicas y una planta de lubricante y parafina en Barrancabermeja, que producen una variedad de productos incluyendo compuestos aromáticos, ciclohexano, ceras parafinadas, lubricante a base de aceites, polietileno y solventes. En el año 2012, ECOPETROL produjo 36.882 toneladas anuales de polietileno de baja densidad y 774,5 mil barriles de aromáticos (benceno, tolueno, xileno, Vaselinas de condensador, Aromatique y ciclohexano), un aumento del 27% y una disminución de 16% en comparación con la producción de 28.992 toneladas anuales de polietileno de baja densidad y aromáticos de 926 mil barriles en el año 2011, respectivamente.

#### *Propilco*

Durante 2012, la producción de Propilco totalizó 410 mil toneladas de productos petroquímicos, un aumento del 7,6% en comparación con las 380 mil toneladas producidas en el año 2011. El margen de contribución en el año 2012 fue superior al de 2011 en un 10,3% traducido en un incremento de 260 por tonelada en 2011 a 287 por tonelada en 2012.

La siguiente tabla muestra la capacidad promedio de Propilco y el rendimiento para los últimos dos años.

	<u>A 31 de Diciembre de 2012</u>	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(Toneladas Metricas)	
Capacidad media.....	475,000	475,000
Carga.....	409,628	380,878
% Uso.....	86%	80%

#### **5.4.3.6. Transporte y Logística**

En el año 2012, ECOPETROL creó Cenit Transporte de Hidrocarburos y Logística SAS ("Cenit") como una subsidiaria especializada en logística y transporte de hidrocarburos en Colombia.

La creación de Cenit pretende optimizar el esquema estratégico y logístico de la industria petrolera de Colombia, como resultado del incremento en la producción de hidrocarburos y aumento de las ventas de crudos y productos refinados, tanto en Colombia como en los mercados internacionales.

Se espera con este nuevo modelo que se produzca importantes ventajas, como permitir a ECOPETROL que se concentre en el enfoque estratégico de su negocio y destinar mayores inversiones a otros segmentos claves. También se espera que Cenit asegure que se tenga suficiente capacidad de transporte para el manejo de los hidrocarburos asignados.

La creación de Cenit pretende lograr los siguientes objetivos: *(i)* atender a las necesidades de capacidad de transporte de los productores y consumidores de Colombia; *(ii)* mejorar la transparencia en el mercado al separar los roles de propietario, planificador, operador y transportador; *(iii)* garantizar la igualdad a los distintos actores en la red de transporte de Colombia; *(iv)* promover inversiones de los productores en proyectos de transporte, con el fin de desarrollar planes de financiamiento con diferentes agentes; *(v)* favorecer el desarrollo de la industria petrolera por medio de sinergias con subsidiarias y filiales; *(vi)* incrementar el valor ofreciendo alternativas para el acceso de terceros a los sistemas de transporte; y *(vii)* garantizar operaciones con altos estándares.

Se espera que Cenit ofrezca a sus clientes un amplio portafolio de servicios que incluyen: *(i)* transporte, servicios de logística y almacenamiento de hidrocarburos en Colombia; *(ii)* comercialización internacional de petróleo crudo y productos refinados; y *(iii)* transporte multimodal.

La Vicepresidencia de Transporte y Logística de ECOPETROL continuará centrando sus esfuerzos en la operación y mantenimiento de la infraestructura, fortaleciendo del modelo de gestión de riesgo para apoyar sus procesos y el desarrollo de los proyectos de infraestructura requeridos para satisfacer las necesidades de los clientes.

El capital autorizado y pagado de Cenit asciende a COP\$1.3 billardos y COP\$10 millones de Pesos respectivamente.

En Abril de 2013, ECOPETROL culminó la transferencia de los activos de transporte y logística de hidrocarburos a Cenit, los cuales tienen un valor de \$13,6 billones de Pesos.

A partir del segundo semestre de 2012, ECOPETROL y Cenit han estado trabajando para finalizar el proceso de transición a fin de que Cenit inicie operaciones en el primer semestre de 2013. Como parte de este proceso, el primero (1) de Abril de 2013, ECOPETROL celebró un contrato de transporte con Cenit, bajo el cual este suministrará a ECOPETROL servicios de transporte y logística de hidrocarburos, a través de los activos de transporte transferidos a Cenit como parte de su capitalización. Así mismo, en esta misma fecha, ECOPETROL celebró un contrato con Cenit, bajo el cual ECOPETROL desarrollará las actividades relacionadas con la operación y mantenimiento de los mencionados activos. Como contraprestación a estos servicios, Cenit pagará a ECOPETROL un monto mensual variable.

#### *Vicepresidencia de Transporte y Logística*

Junto con la creación de Cenit y la transferencia de los activos de transporte a esta filial, la Vicepresidencia de Transporte y Logística redefinió su estrategia, la cual es centrarse en la fortaleza de las operaciones y servicios de mantenimiento, soluciones de logística integral y gestión de riesgos, con el fin de asegurar la satisfacción del cliente al tiempo que se añade valor.

El segmento de transporte y logística incluye el transporte de petróleo crudo, carburantes, fuel-oil, gas y otros productos refinados. Desde el año 2009, nuestro segmento de transporte y logística ha sido el transporte de diesel y biocombustibles.

A partir del 31 de Diciembre de 2012, ECOPETROL, directa o indirectamente con participantes del sector privado, fue propietario, operó y mantuvo una extensa red de oleoductos y poliductos que conectan los centros de producción de ECOPETROL y de terceros a las refinerías, los principales puntos de distribución y exportación. El Grupo ECOPETROL posee directamente, el 41% de la capacidad total de transporte a través de oleoductos, un 1% más que en el año 2011 y un 99% de la capacidad de total de transporte a través de poliductos en Colombia. Al acumularse con los oleoductos en los que ECOPETROL posee participación, ECOPETROL tiene el 77% de la capacidad de transporte mediante oleoductos en Colombia.

A 31 de Diciembre de 2012, la red de oleoductos y poliductos se extendió aproximadamente 8.760 kilómetros de longitud. La red de transporte que ECOPETROL posee directamente, en asocio con otras empresas, y en asociaciones de joint ventures se componen de aproximadamente 5.042 kilómetros de redes de oleoductos que conectan diversos campos a la refinería de Barrancabermeja y Reficar, así como a instalaciones para la exportación. ECOPETROL posee directamente 3.029 kilómetros de oleoductos y con socios comerciales 2.013 kilómetros adicionales de oleoductos. También posee 3.717 kilómetros de poliductos para el transporte de productos refinados de la refinería de Barrancabermeja y Reficar a puntos de distribución mayorista. La longitud total de oleoductos disminuyó respecto a 2011, debido a una mayor exactitud en la medición al utilizarse para ello el método de Inspección en Línea. La longitud de los poliductos se incrementó principalmente, debido a la construcción de una línea alterna en el sistema Galán – Bucaramanga.

Durante el año 2012, ECOPETROL alcanzó la meta del índice de satisfacción de clientes, y mantuvo las certificaciones ISO 9001: 2008, ISO 14001 y OHSAS 18001 para todos los procesos de transporte. También obtuvo la certificación del Oil Companies International Marine Forum, que establece estándares para la recepción de hidrocarburos, almacenamiento, envío por ductos y las instalaciones de importación y exportación en los muelles.

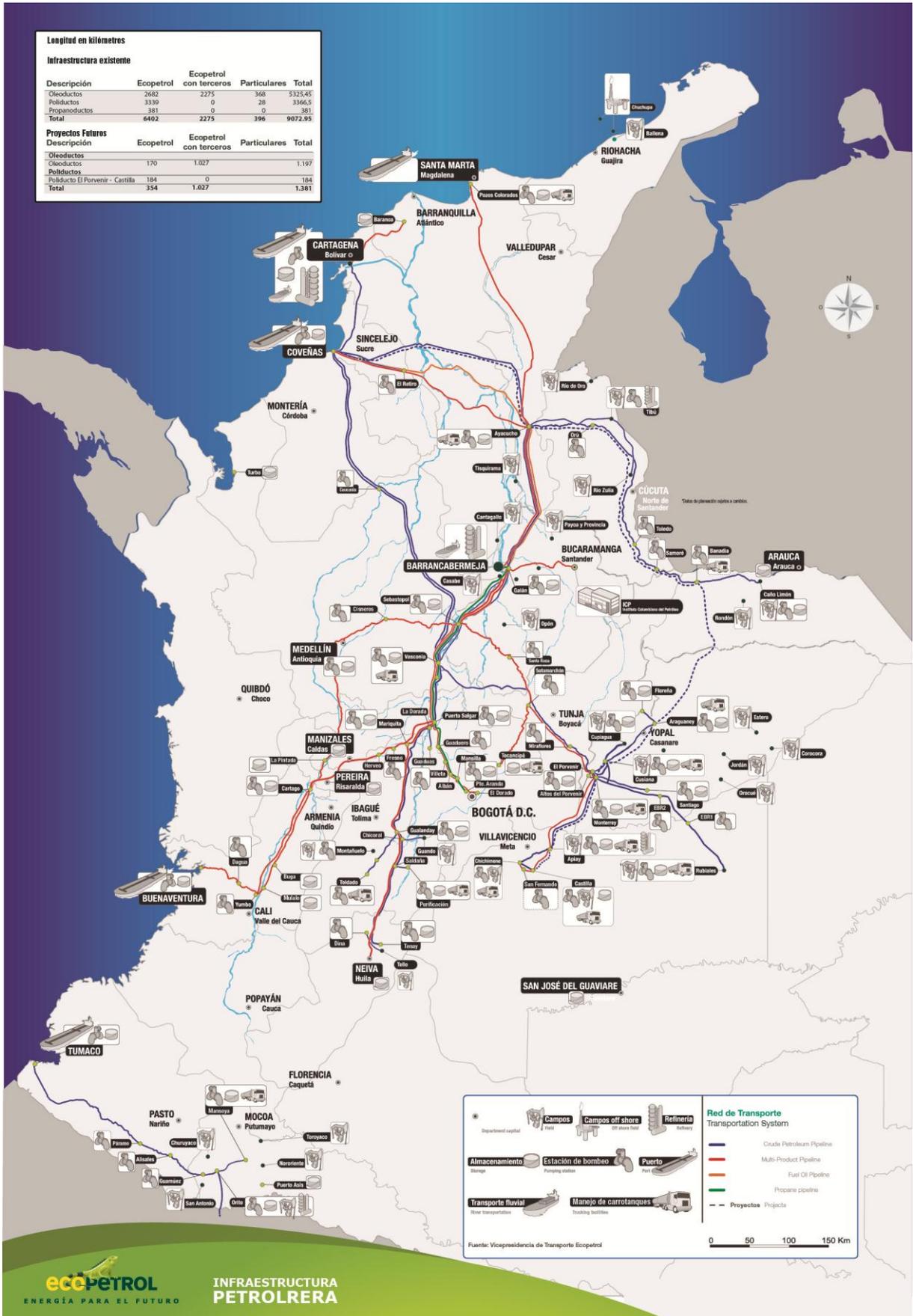
Actualmente ECOPETROL está desarrollando su infraestructura de transporte para satisfacer el aumento de las necesidades de transporte en Colombia y cualquier necesidad adicional, que pueda resultar de los nuevos descubrimientos.

En el primer trimestre de 2013 se incrementó el volumen promedio día transportado a 1.255 Kbpd, debido principalmente al aumento en el transporte de crudo pesado por los sistemas de oleoductos del país.

Los mayores volúmenes transportados por ECOPETROL obedecieron principalmente a incrementos de la capacidad en la Red de Oleoductos y Descargaderos:

- Sistema Apiay – Monterrey: aumento en capacidad de bombeo de 210 a 250 Kbpd.
- Sistema Vasconia - Coveñas (ODC): aumento en capacidad de bombeo de 210 a 240 Kbpd.
- Sistema Coveñas – Cartagena: aumento en capacidad de bombeo de 110 a 135 Kbpd.
- Descargadero Ayacucho: incremento de capacidad en 10 Kbpd.

El siguiente mapa muestra la red de transporte de propiedad de ECOPETROL y sus socios:



5.4.3.7. Suministro y mercadeo

ECOPETROL comercializa localmente una amplia gama de productos refinados como gasolina regular y de alto octanaje, combustible diesel, jet fuel, gas natural y productos petroquímicos, entre otros. Las ventas locales de gasolina regular, gas licuado de petróleo, jet fuel y gasóleo, así como gas natural desde el campo la Guajira están sujetos a regulación de precios por parte del Gobierno Nacional, utilizando referentes internacionales.

ECOPETROL es el principal productor y proveedor de productos refinados en Colombia. Para los productos regulados, el Ministerio de Minas y Energía establece precios máximos. El Ministerio de Minas y Energía también establece márgenes máximos al por mayor y por menor. En relación con el gas licuado de petróleo, la Comisión Reguladora de Energía y Gas establece precios máximos, así como los márgenes de venta al por mayor y por menor.

Las ventas por exportaciones de ECOPETROL de petróleo crudo se hacen en el mercado spot y a través de contratos a largo plazo, principalmente a las refinerías del golfo de México, la costa oeste de Estados Unidos, el Lejano Oriente y Europa.

#### 5.4.3.7.1. Principales Clientes

La siguiente tabla presenta un listado de los principales clientes de ECOPETROL, indicando para cada uno los montos vendidos en el año 2012.

	Cliente	Ventas en USD
1	VALERO MARKETING AND SUPPLY COMPANY	2.840.844.923
2	HOUSTON REFINING LP	2.720.239.529
3	CHEVRON PRODUCTS COMPANY	1.858.512.187
4	REPSOL TRADING S.A.	1.712.885.364
5	PETROCHINA INTERNATIONAL (HONG KONG) CORPORATION	1.542.353.073

#### 5.4.3.8. Principales proveedores

La siguiente tabla presenta un listado de los principales proveedores de ECOPETROL, indicando para cada uno los montos comprados en el año 2012.

Empresas	% Participación
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS	19,0%
ECOPETROL S.A	10,9%
BP PRODUCTS NORTH AMERICA INC	5,8%
P.M.I. TRADING LIMITED	3,8%
VALERO MARKETING AND SUPPLY COMPANY	3,0%

El principal proveedor de ECOPETROL es la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, debido a las compras de hidrocarburos a ésta Agencia, correspondientes a regalías pagadas en especie por empresas productoras en Colombia.

### 5.5 Información Financiera

La siguiente tabla presenta los principales resultados financieros de ECOPETROL durante el primer trimestre de los años 2012 y 2013.

(Millones de pesos)

	A Marzo 31 2013	A Marzo 31 2012	Variación %
Ventas Totales	14.771.813	15.445.303	(4.36%)
Utilidad Operacional	5.667.955	6.818.679	(16.88%)

Utilidad Neta del Período	3.495.681	4.343.051	(19.51%)
Utilidad por Acción (en pesos)	85,02	105,63	(19.51%)
EBITDA	6.949,300	8.036.600	(13.5%)

## 5.6 Capital

La siguiente tabla presenta el capital de ECOPETROL al 31 de Diciembre de 2012 y 31 de Marzo de 2013

	Marzo 2013	Diciembre 2012
Capital autorizado	15.000.000	15.000.000
Capital por suscribir	(4.720.825)	(4.720.825)
<b>Capital suscrito</b>	<b>10.279.175</b>	<b>10.279.175</b>
Capital suscrito por cobrar	-	-
<b>Capital suscrito y pagado</b>	<b>10.279.175</b>	<b>10.279.175</b>
Prima en colocación de acciones	6.954.549	6.954.549
Prima en colocación de acciones por cobrar	(274)	(302)
<b>Prima en colocación de acciones</b>	<b>6.954.275</b>	<b>6.954.247</b>
<b>Superávit por valorizaciones</b>	<b>16.723.306</b>	<b>16.677.664</b>
Desvalorización de activos	(15.441)	(15.450)
Responsabilidades	(781)	(781)
<b>Efecto aplicación régimen contabilidad pública</b>	<b>(16.222)</b>	<b>(16.231)</b>
Utilidad del ejercicio	3.495.681	14.972.950
Reserva Legal	5.139.587	5.139.587
Reserva ocasional programas de inversión	9.945.733	5.323.786
Reserva Decreto Reglamentario 2336 de 1995	215.406	1.829.362
Saneamiento contable	17.805	17.805
Superávit método de participación	4.233.133	3.923.893
Patrimonio institucional incorporado	156.274	156.274
<b>Total patrimonio</b>	<b>57.144.153</b>	<b>65.258.512</b>

## 5.7 Ofertas Públicas de Adquisición de acciones del Emisor celebradas en el último año

En el último año no se han celebrado ofertas públicas de adquisición de acciones del Emisor.

## 5.8 Provisiones y reservas para la readquisición de acciones

A 31 de Marzo de 2013 ECOPETROL no tiene provisiones ni reservas destinadas a la re adquisición de acciones.

## 5.9 Información sobre Dividendos

La Asamblea General de Accionistas que se realizó el 21 de Marzo de 2013, aprobó un dividendo ordinario por acción de doscientos cincuenta y cinco Pesos (\$255) y un dividendo extraordinario por acción de treinta y seis Pesos (\$36) por acción, para un dividendo total de doscientos noventa y un Pesos (\$291) por acción.

Se aprobó que el dividendo total de los accionistas minoritarios sea pagado en una única cuota a partir del día 15 de Abril de 2013. El monto total de los dividendos correspondientes a los accionistas minoritarios asciende a COP\$1.376.985.704.949.

Los dividendos correspondientes al accionista mayoritario, la Nación, serán pagados así:

<b>Dividendos Ordinarios de la Nación</b>		
<b>Cuota</b>	<b>Fecha de pago</b>	<b>Valor COP\$</b>
Primera Cuota	15-abr-2013	1.580.000.000.000
Segunda Cuota	16-sep-2013	1.580.000.000.000
Tercera Cuota	16-oct-2013	1.580.000.000.000
Cuarta Cuota	14-nov-2013	1.580.000.000.000
Quinta Cuota	06-dic-2013	1.588.000.000.000
Sexta Cuota	Entre el 15 de Diciembre de 2013 y el 15 de Enero de 2014	1.370.121.148.385
	<b>Total</b>	<b>9.278.121.148.385</b>

<b>Dividendos Extraordinarios de la Nación</b>		
<b>Cuota</b>	<b>Fecha de pago</b>	<b>Valor COP\$</b>
Extraordinario	Entre el 16 de Diciembre de 2013 y el 31 de Enero de 2014	1.309.852.397.419

De acuerdo con la última modificación normativa vigente, el dividendo será pagado a quienes detenten la calidad de accionistas cinco días hábiles bursátiles antes de la fecha del respectivo pago.

La información a 31 de Diciembre de 2012 respecto del pago de dividendos se puede observar con mayor detalle en la siguiente tabla:

**INFORMACIÓN A Marzo 2013**

<b>Item</b>	<b>Valor</b>	<b>Notas</b>
Utilidad por acción.	\$ 85,02	Utilidad por acción de primer trimestre de 2013
Dividendo por acción y forma de pago.	\$ 291,00	Valor de dividendo por acción. Para accionistas minoritarios: pago en una sola cuota de \$291 por acción a partir del 15 Abril de 2013. Para la Nación: se pagará en un total de 7 cuotas, durante los años 2013 y 2014
Porcentaje de la utilidad distribuida como dividendo.	79,90%	
Valor patrimonial de la acción.	\$ 1.389,80	Valor patrimonial a 31 de marzo de 2013. Incluye valorizaciones
Precio promedio en bolsa, cuando a ello hubiere lugar.	\$ 5.327,72	Entre el 30 de marzo de 2012 y el 27 de marzo de 2013
Precio en bolsa al cierre anual, cuando a ello hubiere lugar.	\$ 5.460,00	Al 28 de diciembre de 2012
Precio en bolsa/utilidad por acción, cuando a ello hubiere lugar.	\$ 59,40	Precio en bolsa a 27 de marzo de 2013 (\$5.050). UPA primer trimestre 2013
Precio en bolsa/dividendo por acción, cuando a ello hubiere lugar.	\$ 17,35	Precio en bolsa a 27 de marzo de 2013 (\$5.050). Dividendo aprobado en 2013 (\$291)
Valor patrimonial/utilidad por acción	\$ 16,35	A 31 de marzo de 2013
Valor patrimonial/dividendo por acción	\$ 4,78	A 31 de marzo de 2013
Precio en bolsa/valor patrimonial, cuando a ello hubiere lugar.	\$ 3,63	Precio en bolsa a 27 de marzo de 2013 (\$5.050)

La utilidad por acción en los últimos cuatro trimestres fue:

2Q 2012	89,39
3Q 2012	78,99
4Q-2012	90,15
1Q-2013	85,02
Total 12 meses corridos	343,55

La siguiente tabla presenta los dividendos declarados por la Asamblea General de Accionistas de ECOPEPETROL para los años 2011, 2010 y 2009, y los meses en que fueron pagados.

<b>Año Fiscal</b>	<b>Mes y Año de Pago</b>	<b>Dividendo por Acción (Pesos)</b>
2011	Abril 2012	300,00
	Julio 2012*	
	Enero 2013*	
2010	Abril 2011	49,00
	Julio 2011	48,00
	Octubre 2011	48,00
2009	Abril 2009	74,80
	Agosto 2009	72,60
	Diciembre 2009	72,60

\* El pago de los dividendos a la Nación se efectuó en 3 cuotas, la primera en Abril de 2012, la segunda en Julio de 2012 y la tercera en Enero de 2013. El pago total de los dividendos a los accionistas minoritarios ocurrió en Abril de 2012.

#### **5.10 Información sobre la generación de EBITDA**

El EBITDA de ECOPEPETROL, para el año 2012 se situó en \$27.572.6 millardos de Pesos con un decrecimiento de 2% respecto a los \$28.130.3 millardos de Pesos del año 2011. Esta situación se explica principalmente por un incremento del costo de ventas del 12%, lo cual fue originado, en mayor medida, por el aumento de los costos variables asociados a: i) Servicios de transporte de hidrocarburos, ii) Compras de gas y otros productos, y iii) Energía eléctrica.

El EBITDA en el primer trimestre de 2013 fue de COP\$6.949 millardos.

#### **5.11 Evolución del Capital Social**

El capital autorizado de ECOPEPETROL es de \$15.000.000 millones de Pesos dividido en 60.000.000.000 de acciones nominativas ordinarias, de valor nominal COP\$250 cada una, de las cuales se han suscrito 41.116.698.456 acciones.

En Abril de 2007 se realizó una emisión de 48.512.147 acciones al Gobierno Nacional como resultado de una capitalización en especie. En Julio de 2007 se realizó una división de acciones 1 a 400 que dio como resultado un número total de acciones de 36.384.788.817. Finalmente, en Noviembre de 2007 se llevó a cabo una capitalización en la cual se emitieron 4.087.723.771 acciones (10.1% del capital suscrito) y que resultó en 483.941 nuevos accionistas.

Entre el 27 de Julio y el 17 de Agosto de 2011, ECOPEPETROL llevó a cabo la segunda ronda del programa de emisión y colocación de acciones autorizada por la Ley 1118 de 2006. Como resultado de este proceso fueron adjudicadas 644.185.868 acciones ordinarias con un precio de suscripción de COP\$3.700 por acción, por un monto total de \$2.383.488 millones de Pesos. Las acciones fueron inscritas en el Registro Nacional de Valores y Emisores, en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto 2555 de 2010. Como resultado de este proceso de emisión y colocación, la nueva participación accionaria del Gobierno Nacional en ECOPEPETROL es del 88.49%. Esta participación se mantiene a treinta y uno (31) de Diciembre de 2012.

#### **5.12 Empréstitos u obligaciones convertibles, canjeables o con Bonos convertibles en acciones**

A Marzo 31 de 2013, ECOPEPETROL no poseía ningún empréstito u obligación convertible, canjeable o Bonos convertibles en acciones.

### 5.13 Principales Activos

La siguiente tabla presenta los activos de ECOPETROL a 31 de Marzo de 2013 y 31 de Diciembre de 2012:

En millones de Pesos

	A 31 de Marzo	A 31 de Diciembre
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Activos corrientes:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	3.977.392	5.260.111
Inversiones	809.095	1.367.014
Cuentas y documentos por cobrar, neto	5.275.217	4.512.756
Inventarios, neto	2.678.178	2.393.400
Anticipos, avances y depósitos	4.683.542	4.306.331
Gastos pagados por anticipado	56.339	70.490
<b>Total activos Corrientes</b>	<b>17.479.763</b>	<b>17.910.102</b>
Activos no corrientes:		
Inversiones	19.175.950	18.651.177
Cuentas y documentos por cobrar, neto	1.556.069	1.562.097
Anticipos, avances y depósitos	173.655	163.532
Depósitos entregados en administración	331.109	323.665
Propiedades, planta y equipo, neto	23.313.035	22.935.477
Recursos naturales y del medio ambiente, neto	15.384.605	15.694.807
Cargos diferidos	2.877.247	3.327.021
Otros activos	3.352.300	3.402.438
Valorizaciones	16.723.304	16.677.664
<b>Total activos</b>	<b>100.367.037</b>	<b>100.647.980</b>

#### 5.13.1 Política de Manejo de las Inversiones de Tesorería

Ajustándose a las directrices del Decreto 1525 de 2008, la administración de ECOPETROL estableció las directrices para sus portafolios de inversión. En términos generales, estas directrices determinan que se deben invertir los excedentes de liquidez en títulos de renta fija emitidos por entidades con calificación de largo plazo de al menos A o superior y A1/P1/F1 o superior en el corto plazo (escala internacional), otorgada por una agencia calificadora reconocida. ECOPETROL no tiene ninguna limitación para invertir en valores emitidos o garantizados por el gobierno de Estados Unidos o el Gobierno Nacional. En el portafolio de ECOPETROL en Pesos, la Compañía debe invertir en títulos de renta fija de emisores con calificación de largo plazo igual a AAA y F1+/BRC1+ en el corto plazo (escala local) otorgada por una agencia calificadora reconocida, excepto por los títulos emitidos o garantizados por el Gobierno Nacional.

El portafolio de inversiones en Dólares está segmentado en cuatro tramos, cada uno de acuerdo a las necesidades de liquidez. El tramo de capital de trabajo se calcula teniendo en cuenta las necesidades de flujo de caja para los próximos 60 días. El tramo de liquidez se calcula en relación con las necesidades de liquidez contingente sobre el capital de trabajo, teniendo en cuenta la evolución de los gastos de capital relacionados con los proyectos. El tramo de activos relacionados con las obligaciones se construye para que coincida con la deuda fuera de balance. El tramo de inversión incluye la cantidad restante del portafolio total, después de deducir las cantidades correspondientes a los anteriores tramos mencionados.

El portafolio de inversiones en Pesos está segmentado en dos tramos, cada uno coincidente con las necesidades de liquidez. El primer tramo se calcula teniendo en cuenta las necesidades de flujo de caja para los próximos 30 días, y el segundo tramo está construido con fines de inversión.

#### 5.13.2 Inversiones

La siguiente tabla presenta las inversiones corrientes y no corrientes de ECOPETROL a 31 de Diciembre de 2012 y 31 de Marzo de 2013.

En millones de Pesos

	a 31 de Marzo	a 31 de Diciembre
	2013	2012
Corriente		
Renta fija		
Depósitos a término	102.013	156.287
Bonos y títulos de entidades privadas o del exterior	706.623	654.635
Bonos emitidos por el Gobierno Colombiano	0	17.219
Fondo destinación específica - Contingencias Legales (1)	0	30.297
Títulos de tesorería – TES	548	508.576
Instrumentos financieros de cobertura	(89)	-
<b>Total corriente</b>	<b>809.095</b>	<b>1.367.014</b>
No corriente		
Renta Variable - Acciones (2)	14.811.311	13.951.033
Renta fija		
Bonos y títulos de entidades del exterior	1.437.502	2.071.957
Bonos emitidos por el Gobierno Colombiano	1.246.543	998.105
Títulos de tesorería – TES	1.243.962	1.236.166
Fondo destinación específica - Contingencias Legales (1)	436.652	393.916
Provisión proyección inversiones	(20)	-
<b>Total no corriente</b>	<b>19.175.950</b>	<b>18.651.177</b>

(1) Corresponde a recursos restringidos conformados por inversiones de renta fija constituidas atendiendo las sentencias judiciales relacionadas con el proceso de Derecho Comunerros – Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo de Cusiana, correspondiente al embargo y secuestro de los pagos que por concepto de regalías debía efectuar ECOPETROL originados en los Contratos de Regalías Nos. 15, 15A, 16 y 16A, declarados nulos de oficio por el Consejo de Estado en sentencia del 13 de Septiembre de 1999.

(2) Renta Variable –Acciones:

Inversiones controladas reconocidas por el método de participación patrimonial al 31 de Marzo de 2013:

Participación Accionaria	Número de acciones y/o cuotas	Porcentaje participación	Fecha de valoración	Costo histórico	Valor en libros	Efecto método de participación
<b>Controladas</b>						
Ecopetrol Capital AG	1.151.000	100,00	Marzo	227.487	284.791	57.304
Sociedad Refinería de Cartagena S. A.	980.000	49,00	Marzo	239.273	1.122.330	883.057
Polipropileno del Caribe S. A.	206.910.325	49,90	Marzo	259.699	333.875	74.176
CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.	45.583.982	100,00	Marzo	2.279.159	2.408.911	129.752
Ecopetrol Pipeline International Limited	40.439.547	100,00	Marzo	870.169	2.052.999	1.182.830
Equion Energía Limited	114.836.072	51,00	Marzo	436.053	1.097.930	661.877
Ecopetrol Global Capital	3.100	100,00	Marzo	8	7	(1)

Hocol Petroleum Limited	12.000	100,00	Marzo	1.020.378	2.798.286	1.777.908
Andean Chemicals Limited	645.707.273	100,00	Marzo	2.116.966	1.835.031	(281.935)
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	70.151.927	100,00	Febrero	2.862.155	1.571.305	(1.290.850)
Black Gold Re Limited	120.000	100,00	Febrero	184.079	265.553	81.474
<b>Total</b>				<b>10.495.426</b>	<b>13.771.018</b>	<b>3.275.592</b>

Inversiones controladas reconocidas por el método de participación patrimonial al 31 de Diciembre de 2012:

Participación Accionaria	Número de acciones y/o cuotas	Porcentaje participación	Fecha de valoración	Costo histórico	Valor en libros	Efecto método de participación
<b>Controladas</b>						
Hocol Petroleum Limited	12.000	100,00	Diciembre	\$ 1.020.378	2.666.842	1.646.464
CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.	45.583.982	100,00	Diciembre	2.279.159	2.277.210	(1.949)
Ecopetrol Pipeline International Limited	40.439.547	100,00	Diciembre	870.169	1.935.506	1.065.337
Andean Chemicals Limited Sociedad Refinería de Cartagena S. A.	645.707.273	100,00	Diciembre	2.114.835	1.779.392	(335.443)
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	980.000	49,00	Diciembre	239.273	1.180.151	940.878
Equion Energía Limited	70.151.927	100,00	Diciembre	2.653.352	1.152.787	(1.500.565)
Polipropileno del Caribe S. A.	114.836.072	51,00	Diciembre	436.053	1.062.339	626.286
Ecopetrol Capital AG	206.910.325	49,90	Diciembre	259.699	359.170	99.471
Black Gold Re Limited	1.151.000	100,00	Diciembre	227.487	266.806	39.319
Ecopetrol Global Capital	120.000	100,00	Diciembre	184.079	254.583	70.504
<b>Total</b>	3.100	100,00	Diciembre	\$ 8	7	(1)
<b>Total</b>				<b>\$ 10.284.492</b>	<b>12.934.793</b>	<b>2.650.301</b>

Inversiones influencia importante reconocidas por el método de participación patrimonial al 31 de Marzo de 2013:

Participación Accionaria	Número de acciones y/o cuotas	Porcentaje participación	Fecha de valoración	Costo histórico	Valor en libros	Efecto método de participación
<b>Influencia importante</b>						
Ecodiesel Colombia S. A.	10.500.000.000	50,00	Febrero	10.500	18.982	8.482
Offshore International Group	250	50,00	Diciembre	408.517	551.526	143.008
Invercolsa S. A.	1.213.801.146	43,35	Febrero	61.671	245.776	184.105
<b>Total</b>				<b>480.688</b>	<b>816.284</b>	<b>335.595</b>

Inversiones influencia importante reconocidas por el método de participación patrimonial al 31 de Diciembre de 2012:

Participación Accionaria	Número de acciones y/o cuotas	Porcentaje participación	Fecha de valoración	Costo histórico	Valor en libros	Efecto método de participación
<b>Influencia importante</b>						
Offshore International Group	250	50,00	Diciembre	\$ 408.517	532.269	123.751
Invercolsa S. A.	1.213.801.146	43,35	Octubre	61.671	240.555	178.884
Ecodiesel Colombia S. A.	10.500.000.000	50,00	Diciembre	10.500	19.408	8.908
<b>Total</b>				<b>\$ 480.688</b>	<b>792.232</b>	<b>311.543</b>

Inversiones reconocidas por el método del costo al 31 de Marzo de 2013:

Part. accionaria	Número de acciones y/o cuotas	Porcentaje Participación.	Fecha de valoración	Costo	Valor de mercado / intrínseco	Valorización / Desvalor.
No estratégicas						
Empresa de Energía de Bogotá	631.098.000	6.87	Marzo	154.376	883.537	729.161

Interconexión Eléctrica S.A.	58.925.480	5.32	Marzo	69.549	530.329	460.780
Concentra Inteligencia en Energía S.A.S.	84.000	4.76	Enero	84	64	(20)
<b>Total no estratégicas</b>				<b>224.009</b>	<b>1.413.930</b>	<b>1.189.921</b>

Inversiones reconocidas por el método del costo al 31 de Diciembre de 2012:

<u>Participación accionaria</u>	<u>Número de acciones y/o cuotas</u>	<u>Porcentaje participación</u>	<u>Fecha de valoración</u>	<u>Costo</u>	<u>Valor de mercado / intrínseco</u>	<u>Valorización / desvalorización</u>
<b>No estratégicas</b>						
Empresa de Energía de Bogotá Interconexión Eléctrica S.A	631.098.000	6,87	Diciembre	\$ 154.376	801.495	647.119
Concentra Inteligencia en Energía S.A.S.	84.000	4,76	Noviembre	84	75	(9)
<b>Total no estratégicas</b>				<b>\$ 224.009</b>	<b>1.367.253</b>	<b>1.143.244</b>

### 5.13.3 Propiedad Planta y Equipo

La siguiente tabla presenta las propiedades, planta y equipo de ECOPETROL a 31 de Diciembre de 2012 y 31 de Marzo de 2013.

En millones de Pesos

	<u>Marzo 2013</u>	<u>Diciembre 2012</u>
Planta y equipo	15.376.225	15.086.251
Construcciones en curso (1)	7.864.829	7.397.138
Ductos, redes y líneas	9.223.494	9.583.770
Edificaciones	4.085.307	3.979.249
Equipo en depósito y en tránsito	1.588.242	1.391.884
Equipo de cómputo	359.297	352.223
Equipo de transporte y otros activos	421.804	411.919
Terrenos	521.547	513.093
<b>Total</b>	<b>39.440.745</b>	<b>38.715.527</b>
Depreciación acumulada	(15.742.366)	(15.394.694)
Provisión por desvalorizaciones de propiedades, planta y equipo	(385.344)	(385.356)
<b>Total</b>	<b>23.313.035</b>	<b>22.935.477</b>

Incluye: (i) las inversiones realizadas en proyectos de producción en la operación directa como: Desarrollo Castilla, Chichimene, Apiay, recuperación secundaria Yarigui y Cupiagua. En la operación asociada con los proyectos de desarrollo del Piedemonte, Rubiales, Abarco, Quifa, Caracara y ampliación planta de gas LTO. En refinación los proyectos importantes son la modernización de la Refinería de Barrancabermeja, Plan Maestro de Servicios Industriales y Control Operacional Consolidado. En transporte se encuentran el Plan Maestro de Integración de Refinería, la ampliación de transporte Chichimene-Castilla-Apiay, la optimización Sistema Galán, Incrém. Capacidad Orito-Tumaco y Ampliación diluyente; ii) intereses causados por pagar sobre el crédito sindicado por \$37.238 bonos emitidos en Dólares y Pesos por \$52.004 y por \$13.598 respectivamente, los cuales fueron destinados a construcciones en curso por COP\$26.994.

### 5.13.4 Recursos Naturales y del Medio Ambiente, Neto

La siguiente tabla presenta los recursos naturales y del medio ambiente de ECOPETROL a 31 de Diciembre de 2012 y 31 de Marzo de 2013:

En millones de Pesos

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
Inversiones petrolíferas amortizables (1)	26.661.743	26.295.849
<u>Menos:</u> Amortización acumulada de inversiones petrolíferas	(14.438.037)	(13.745.560)
	<u>12.223.706</u>	<u>12.550.289</u>
Costos de taponamiento y abandono, desmonte de facilidades y recuperación ambiental (2)	3.999.267	3.999.267
<u>Menos:</u> Amortización acumulada de abandono de instalaciones	(2.119.604)	(2.030.643)
	<u>1.879.663</u>	<u>1.968.624</u>
Yacimientos y aforos (3)	701.590	701.590
<u>Menos:</u> Agotamiento acumulado	(635.203)	(632.941)
	<u>66.387</u>	<u>68.649</u>
Exploraciones en curso (4)	1.214.849	1.107.245
<b>Total</b>	<u><u>15.384.605</u></u>	<u><u>15.694.807</u></u>

(1) A 31 de Marzo de 2013, las capitalizaciones netas de inversiones petrolíferas ascendieron aproximadamente a COP\$538.368 representadas principalmente en los campos: Rubiales, Apiay, Ballena, Quifa, Caño Limon, Casabe, Cupiagua, Chichimene, Gigante, Castilla, Castilla Norte, Suria y Arrayan.

(2) Corresponde a los costos de abandono de las áreas de producción, actualizados en Diciembre de 2012.

(3) El aforo de reservas está representado en los yacimientos recibidos de las reversiones de contratos de concesión por COP\$520.218 administrados por la Gerencia Sur y COP\$181.372 por la Gerencia Magdalena Medio.

(4) Se presenta variación por: aumento de la ejecución de Caño Sur, Quifa, Oripaya, Rumero, Akacias, Tisquirama e hidrocarburos no convencionales.

### 5.13.5 Valorizaciones

La siguiente tabla presenta las valorizaciones de ECOPETROL a 31 de Diciembre de 2012 y 31 de Marzo de 2013.

En millones de Pesos

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Propiedades, planta y equipo (i)</b>		
Planta y equipo	4.995.094	4.997.112
Edificaciones	2.317.395	2.216.476
Terrenos	2.705.631	2.805.889
Ductos y líneas	5.375.257	5.374.552
Equipos de transporte y Otros activos	106.958	107.321
Equipo de comunicaciones y computación	33.030	33.070
	<u><u>15.533.365</u></u>	<u><u>15.534.420</u></u>

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Inversiones de renta variable</b>		
Inversiones en sociedades de economía mixta	729.161	647.119
Inversiones en sociedades públicas	460.780	496.125
	<b>1.189.941</b>	<b>1.143.244</b>
<b>Total</b>	<b>16.723.306</b>	<b>16.677.664</b>

### 5.13.6 Legislación aplicable en relación con las restricciones para la venta de acciones y bonos obligatoriamente convertibles en acciones de ECOPETROL o de su participación en el capital de una empresa y de la venta de sus inversiones en valores

La enajenación, total o parcial a favor de particulares, de acciones o bonos obligatoriamente convertibles en acciones de los cuales ECOPETROL sea dueño y, en general, de su participación en el capital social de cualquier empresa, estarán sujetas a lo dispuesto por el artículo 1 de la Ley 226 de 1995, mediante la cual se desarrolla el artículo 60 de la Constitución Política en cuanto a la democratización de la propiedad.

De otra parte, en lo que hace a la inversión de recursos y de sus excedentes de liquidez, ajustándose a las directrices del Decreto 1525 de 2008 ECOPETROL como sociedad de economía mixta con una participación del Estado inferior al 90% de su capital, aplica la disposición normativa según la cual al momento de vender sus inversiones en valores, no podrá registrar pérdidas por concepto de capital y las negociaciones deben realizarse en condiciones de mercado.

### 5.13.7 Principales Proyectos en curso de Realización

En el año 2012, los principales proyectos en curso de realización por parte de ECOPETROL son los siguientes:

**PERFORACION CAÑO SUR:** Comprobar la presencia de hidrocarburos en los potenciales yacimientos presentes en las formaciones geológicas existentes en el Bloque Caño sur y adquirir información geológica que permita disminuir la incertidumbre del potencial de hidrocarburos presentes en el Bloque Caño Sur.

**PROYECTO META:** Comprobar la presencia de hidrocarburos en las formaciones geológicas existentes en los activos exploratorios que lo conforman (Bloques CPO-9, CPO-10, CPO-11 y LLA-37), mediante actividades exploratorias para incorporar recursos prospectivos por 149,6 MBPE contingentes por 83,2 MBPE, esto de acuerdo con el Escenario Mean de Recursos Prospectivos. Encontrar sinergias que le permitan a la Compañía obtener mayor eficiencia operacional, durante el desarrollo de los programas de adquisición sísmica y perforación exploratoria.

Cumplimiento de los Programas de Evaluación (Este, Fontana y Trasgo) y el Programa Exploratorio Posterior presentado a la ANH.

**DESARROLLO INCREMENTAL CAMPO TIBU:** Desarrollar reservas de manera económicamente rentable, provenientes de la formación Barco del Campo Tibú.

**DESARROLLO APIAY SURIA REFORMA 2011:** Desarrollar reservas de petróleo en los campos Apiay, Suria y Reforma - Libertad mediante la realización de actividades de perforación y workover entre los años 2010 – 2012.

**DESARROLLO CASTILLA 170K 2010 – 2015:** Desarrollar reservas de petróleo al año 2015, del Campo Castilla mediante la realización de actividades de perforación, workover y la construcción y puesta en marcha de facilidades que permitan recolectar, tratar y transportar hasta 170 KBOPD de los yacimientos K1 y K2.

**DESARROLLO CHICHIMENE A 100K 2011:** Desarrollar reservas de petróleo al año 2023 de los yacimientos K1, K2 y T2 en el Campo Chichimene.

**DESARROLLO INCREMENTAL CASABE 2013 PLUS:** Desarrollar 29,8 MBLs de reservas de petróleo entre los años 2013 y el 2029 mediante recuperación secundaria. Perforar y completar 85 pozos, realizar 84 trabajos de WO y 50 optimizaciones durante las vigencias 2012 – 14.

**DESARROLLO CASABE SUR:** Producir 11.1 MBLs de manera económicamente rentable entre el 2010 y el 2039.

**Control Operacional Consolidado:** Generar beneficios económicos gracias a la implantación de tecnología de control avanzado de proceso en varias unidades de las refinerías de ECOPETROL, y, obtener un funcionamiento más integrado y estable de las plantas de gcb consolidando su operación en un esquema centralizado.

**PLAN MAESTRO DE SERVICIOS INDUSTRIALES:** Aumentar la confiabilidad y la eficiencia en la generación de los Servicios Industriales en el sistema de Energía y Vapor en la Refinería de Barrancabermeja y disminuir el impacto ambiental.

**PLAN MAESTRO DE CARTAGENA:** Satisfacer parte de la demanda interna en Colombia y tomar ventaja de las oportunidades en el mercado de exportación, con productos que cumplan con las especificaciones ambientales actuales y futuras, así como apalancar el desarrollo del sector petroquímico del grupo empresarial. Para esto se planea la construcción de nuevas facilidades para los servicios industriales y las facilidades externas, incluyendo nuevos tanques de almacenamiento.

El plan Maestro de Cartagena es un proyecto que permitirá a la refinería ampliar su capacidad instalada de 80.000 Kbps a 165.000 Kbps, generando los insumos necesarios para la satisfacción de la demanda nacional de combustibles y la expansión en el área petroquímica del Grupo ECOPETROL.

**PLAN MAESTRO REFINERIA BARRANCABERMEJA:** Adecuar la Refinería de Barrancabermeja para transformar crudos pesados en productos valiosos de mejor calidad, asegurando la rentabilidad y generación de valor a mediano y largo plazo en el negocio de Refinación.

El objetivo general es adecuar la Refinería de Barrancabermeja para transformar crudos pesados en productos valiosos de mejor calidad, asegurando la rentabilidad y generación de valor a mediano y largo plazo en el negocio de Refinación. Objetivos específicos: 1) Procesar crudos pesados y ácidos nacionales ~ 175 Kbps (hoy 80 Kbps); 2) Incrementar la conversión de nivel medio (76%) a alta conversión (95%); 3) Reducir la importación de combustibles al incrementar la producción en 45 Kbps; y 4) Cumplir estándares nacionales de calidad de combustibles (Diesel <50 ppm y Gasolina <150 ppm de azufre).

**AMPLIACION CAPACIDAD TRANSPORTE DILUYENTE A 120 KBD:** Viabilizar el transporte de crudos pesados para volúmenes mayores a 292 Kbps de la cuenca de los llanos, mediante la ampliación de la capacidad de transporte de diluyente hasta 120 Kbps, utilizando la infraestructura de poliducto de Oriente y el tramo de poliducto Andino.

**SISTEMA SAN FERNANDO - MONTERREY:** Asegurar la evacuación de 440.000 BPD limpios de crudo diluido de los campos Chichimene, Castilla y Apiay hasta la Estación de Bombeo Monterrey (232.000 BPD desde Castilla, 158.000 BPD desde Chichimene y 50.000 BPD de Apiay), con un factor de servicio considerado para transportar los volúmenes máximos de crudo diluido de 0.9, en Noviembre de 2012.

Asegurar el transporte de diluyente (nafta) requerido por la Gerencia Central de la Vicepresidencia de Producción de ECOPETROL de 85.000 BPD limpios recibidos en Apiay y que son requeridos para la dilución de crudos de los campos Castilla y Chichimene, con un factor de servicio considerado para transportar los volúmenes máximos de diluyente (nafta) de 0.9, en Noviembre de 2012.

**PROYECTO GESTION POR PROCESOS:** Diseñar e implementar un modelo de gestión de procesos que permita verificar de manera integral, estandarizada y efectiva las operaciones actuales y futuras de ECOPETROL para el logro efectivo de la estrategia.

**PROYECTO OLEODUCTO BICENTENARIO ETAPA I:** Tiene como propósito la construcción de la infraestructura necesaria para evacuar los crudos provenientes de los llanos orientales. Con el desarrollo de obras, el Oleoducto Bicentenario de Colombia, se convierte en un motor de progreso para

las regiones, a través de la generación de empleo local temporal, la contratación de bienes y servicios locales y la inversión social.

Su alcance es la construcción de un oleoducto de 976 km de longitud, aproximadamente, desde la estación Araguaney, ubicada en el departamento de Casanare, hasta el Terminal Marítimo de Coveñas, ubicado entre los departamentos de Sucre y Córdoba. Este oleoducto tendrá una capacidad de transporte de 450 mil barriles promedio por día.

**BIOENERGY:** Bioenergy S.A.S tiene como meta inicial la construcción y puesta en marcha de una planta integrada, para la producción de alcohol anhidro (etanol) y energía eléctrica a partir de caña de azúcar, con una capacidad de diseño de 480 m3/día de etanol anhidro y una molienda de caña mínima de 6800 ton/día operando en régimen continuo, así como la generación de energía eléctrica que debe abastecer la demanda interna del complejo y producir un excedente que será exportado a la red eléctrica nacional.

### 5.13.8 Compromisos en firme de ECOPETROL por parte de sus órganos de dirección para la adquisición de inversiones futuras.

A 31 de Marzo de 2013, ECOPETROL no poseía ningún compromiso en firme para la adquisición de inversiones futuras.

### 5.13.9 Principales Activos No Corrientes

La siguiente tabla presenta los principales Activos No Corrientes de ECOPETROL a 31 de Diciembre de 2012 y 31 de Marzo de 2013.

En millones de Pesos

Activos no corrientes:	Marzo de 2013	Diciembre de 2012
Inversiones	19.175.950	18.651.177
Cuentas y documentos por cobrar, neto	1.556.069	1.562.097
Anticipos, avances y depósitos	173.655	163.532
Depósitos entregados en administración	331.109	323.665
Propiedades, planta y equipo, neto	23.313.035	22.935.477
Recursos naturales y del medio ambiente, neto	15.384.605	15.694.807
Cargos diferidos	2.877.247	3.327.021
Otros activos	3.352.300	3.402.438
Valorizaciones	16.723.304	16.677.664
<b>Total activos No Corrientes</b>	<b>82.887.274</b>	<b>82.737.878</b>

#### 5.13.9.1. Seguros

ECOPETROL cuenta con una política corporativa basada en los lineamientos de financiación de Riesgos que resume las alternativas de transferencia y retención de Riesgos para protección de sus activos y operaciones, y también provee soporte y guía para todos los asuntos relacionados con seguros de todas las filiales y subsidiarias.

ECOPETROL ha implementado la estrategia para mejorar las políticas corporativas de seguros y coberturas (onshore y offshore), la cual está organizada principalmente en tres programas de Seguros: El Programa Matriz Sombrilla (PMS), Programa Global Energy Package (GEP) y un Programa de Seguros Local (PSL) de acuerdo con las operaciones de la compañía: upstream, midstream y downstream. .

**Programa de Seguros Local (PSL):** Este programa fue diseñado para cubrir los requerimientos de seguro local en coberturas primarias para todo riesgo, daño material, sabotaje y terrorismo, crimen, directores y Administradores, responsabilidad civil general y otras pólizas menores que se requieran en cada país de operación como resultado de contratos, beneficios y disposiciones legales.

**Programa Matriz Sombrilla (PMS):** Este programa de seguros fue desarrollado para proveer cobertura para ECOPETROL, sus filiales y subsidiarias en adición a sus programas de seguros locales. La cobertura incluye todo riesgo daño material, sabotaje y terrorismo diseñadas para las operaciones de Downstream y, responsabilidad general, directores y oficiales, crimen y carga marítima para todas las operaciones en exceso del GEP ó el PSL..

**Programa Global Energy Package (GEP):** Este programa de seguros fue desarrollado para proveer cobertura para ECOPETROL, sus filiales y subsidiarias en adición a sus programas de seguros locales. La cobertura incluye todo riesgo daño material, sabotaje y terrorismo, responsabilidad general y control de pozos diseñadas para las operaciones de Mid y Up stream..

Las pólizas de seguros de responsabilidad civil extracontractual ante terceros cubren a ECOPETROL, sus filiales y subsidiarias por encima del límite de la póliza subyacente local frente a reclamaciones realizadas por terceros en su contra. La póliza de responsabilidad civil general, cobertura de responsabilidad extendida y coberturas adicionales de responsabilidad civil pagarán en nombre de o indemnizarán los montos que un asegurado se vea legalmente obligado a pagar, incluyendo daños con respecto a lesiones personales, propiedad, polución y responsabilidad de los productos. Los amparos de lesiones personales y daños materiales están sujetos a cobertura territorial durante el periodo de vigencia de la póliza.

#### 5.13.9.2. Activos como garantías

Con ocasión del Crédito Sindicado local firmado en el año 2009, por un valor de COP\$2,2 billones, ECOPETROL otorgó prenda cerrada de las acciones que posee directa o indirectamente en las siguientes compañías, con un cubrimiento mínimo del 120% del monto del crédito. Las acciones dadas en garantía fueron sustituidas a través del Otrosí No. 1 suscrito entre los bancos y ECOPETROL, el 17 de noviembre de 2011. El valor de las garantías según el valor intrínseco de las acciones de las compañías a Junio de 2012, y convertidos a pesos con la TRM vigente el 31 de Diciembre de 2012 es el siguiente:

<u>Empresa</u>	<u>Valor</u>
Hocol Petroleum Limited	<b>\$2.456.361</b>
Offshore International Group	<b>\$439.498</b>
Polipropileno del Caribe S.A.	<b>\$294.179</b>
<b>Total</b>	<b>\$3.190.038</b>

El crédito bajo el cual se otorgó la garantía antes mencionada presenta las siguientes características:

Monto: \$2.220.200 millones de Pesos

Tasa: DTF + 4% T.A.

Plazo: 7 años, 2 de gracia.

#### Procedimiento para ejecutar la Garantía

En el evento en que ECOPETROL no cumpla con sus obligaciones de pago en los términos establecidos en el Contrato de Empréstito, se harán exigibles inmediatamente las garantías otorgadas a favor de los Bancos Prestamistas contenidas en el Contrato de Prenda de Acciones.

#### 5.14 Investigación, Desarrollo, Patentes y Licencias

La Vice Presidencia de Tecnología e Innovación de ECOPETROL fue creada en el año 2012 para agregar valor a la cadena de negocios de la Empresa a través de la gestión de la innovación, tecnología, conocimiento y desarrollo de ventajas competitivas. La Vice Presidencia de Tecnología supervisa tres direcciones: el Instituto Colombiano de petróleo, la dirección de tecnología de la información, y la nueva dirección estratégica del conocimiento, innovación y tecnología.

Las actividades de investigación y desarrollo se llevan a cabo en el Instituto Colombiano de Petróleo-ICP. Dichas actividades se centran en el desarrollo de soluciones tecnológicas para ECOPETROL y la industria petrolera colombiana. Su ámbito de actuación abarca la cadena de valor de la Empresa: exploración, producción, refinación, transporte, suministro y comercialización, así como temas de medio ambiente, integridad y automatización. Cada año, se presentan a COLCIENCIAS proyectos de investigación y desarrollo con el fin de obtener certificaciones para las inversiones en ciencia y tecnología. En los años 2012, 2011 y 2010, COLCIENCIAS reconoció inversiones de US\$86.15 millones, US\$50.83 millones y US\$46.5 millones, respectivamente, en proyectos de ciencia y tecnología. La inversión en ciencia y tecnología de ECOPETROL durante el año 2012 fue de aproximadamente US\$97.3 millones, de los cuales aproximadamente US\$52.26 millones correspondieron a 12 proyectos de alto riesgo en investigación y desarrollo relacionadas con la inyección de aire y productos químicos en los campos petroleros, aplicación de tecnologías de exploración offshore, sistemas petrolíferos en márgenes convergentes, hidrocarburos no convencionales, biocombustibles, petroquímica, nuevos procesos de refinación, mejoramiento de crudo pesado, entre otros. ECOPETROL también ha invertido US\$45 millones en proyectos para el desarrollo técnico y tecnológico especializado, así como en conocimiento para el Grupo ECOPETROL. En 2011, se hicieron inversiones de aproximadamente US\$67,8 millones y en 2010 de US\$69,1 millones aproximadamente.

El capital intelectual se conserva a través de un proceso de valorización tecnológica y un proceso de protección de la propiedad intelectual, que incluye la consolidación de secretos comerciales, patentes, derechos de autor, marcas comerciales y publicaciones en revistas especializadas. En los últimos siete años se han presentado 126 nueva solicitudes de patente: nueve en el año 2012 para cuestiones relacionadas con adquisición de sísmica 3D, agentes activos para transporte de hidrocarburos, herramientas de perforación con detección de tuberías y procesos para la producción de bio-productos de aceites vegetales, entre otros.

Actualmente, ECOPETROL tiene 44 patentes en Colombia, los Estados Unidos, México, Rusia, Perú, Venezuela, Ecuador, Brasil y Nigeria. En el año 2012, se obtuvieron 21 nuevas patentes. Así mismo, un trazado de circuito integrado fue galardonado en Colombia. Con respecto a la aplicación, los esfuerzos se centraron en mejorar la producción de aditivos y la optimización del proceso de refinación, equipos y herramientas para evitar el robo de combustible de las tuberías, mejoras en el transporte de aceites pesados y extrapesados y procesos para obtener biocombustibles de aceites vegetales en la refinería, entre otros. En el año 2011 se presentaron 28 nuevas solicitudes de patentes en varios países, incluyendo Colombia, los Estados Unidos, Brasil, México, Indonesia y Malasia. Una de las patentes más significativas, de la cual la Compañía presentó solicitud en el año 2009, es una patente antirrobo que le permitió reducir el robo de gasolina y petróleo crudo en un 50% en 2009 respecto a 2008. La mayoría de las patentes vencerán entre los años 2016 y 2029.

En el año 2012, fueron registradas ocho patentes, alcanzando un total de 135. También fueron registradas 33 marcas, como el primer lema de la Compañía, "Barriles limpios."

Durante los años 2012 y 2011, dos nuevas marcas comerciales fueron otorgadas a ECOPETROL. En el año 2010, se le otorgaron a ECOPETROL nueve nuevas marcas comerciales, adicionales a las 20 marcas que ya se habían recibido previamente (las marcas existentes han sido renovadas por un período adicional de diez años).

ECOPETROL se convirtió en la primera empresa colombiana en obtener el Premio "American MAKE", un premio internacional que reconoce la capacidad de las empresas para transferir conocimientos para mejorar el rendimiento en sus operaciones, administrativas y áreas de gestión. Por consiguiente, ECOPETROL entro al grupo líder del mundo en esta categoría y fue categorizado junto con los diez mejores en el continente, compartiendo el reconocimiento con empresas como Apple, Amazon, Google, IBM y Microsoft y otras cuatro organizaciones, todos ellos líderes mundiales en sus sectores. Así mismo, ECOPETROL fue seleccionado por tercer año consecutivo, como finalista para el premio de "Global MAKE", donde se ubicó 28 entre 112 candidatos en todo el mundo.

En el año 2010, el Centro de Información Técnica del ICP se convirtió en una de las primeras unidades de información especializada en el sector de petróleo y gas en América Latina, para recibir la certificación en el Sistema de Gestión de Seguridad de Información bajo la norma NTC/ISO 27001:2005, otorgada por el ICONTEC, una organización de estándares nacionales colombianos.

En el año 2012, los resultados de los Programas de Repetibilidad y Reproducibilidad llevados a cabo por el ICP con cerca de 2.000 laboratorios internacionales de la Sociedad Americana para Pruebas y Materiales, el Instituto del Petróleo del Reino Unido y Shell, entre otros, se mantuvieron por encima del 95%, manteniendo los estándares internacionales de calidad para laboratorios.

Las invenciones de las patentes de ECOPETROL son utilizadas internamente en ECOPETROL. No están siendo explotadas como licencias ni bajo convenios por terceros.

### 5.15 Descripción de cualquier protección gubernamental y los grados de cualquier inversión de fomento que afecten a ECOPETROL

No existe protección gubernamental o grados de inversión de fomento que afecten al Emisor.

### 5.16 Operaciones con compañías vinculadas, accionistas, directivos o administradores

#### Operaciones con compañías vinculadas

Las relaciones económicas de ECOPETROL S.A. con sus subordinadas se llevarán a cabo dentro de las limitaciones y condiciones establecidas por la Ley y las regulaciones sobre prevención, manejo y resolución de conflictos de interés establecidos en el Código de Buen Gobierno; y en todo caso, en condiciones de mercado.

Estas relaciones serán divulgadas en las notas a los estados financieros de ECOPETROL que serán divulgados al mercado y al público en general en la página electrónica de ECOPETROL [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co) o la que haga sus veces.

Se entenderán como subordinadas aquellas sociedades que cumplan con lo establecido en los artículos 260 y 261 del Código de Comercio o aquellos que los modifiquen, sustituyan o adicione.

No existen condiciones especiales de precios o por fuera de valores de mercado con compañías vinculadas. Sin embargo, para Ocesa S. A. y Oleoducto de Colombia S. A. existe una tarifa máxima determinada por el Ministerio de Minas y Energía que pueden cobrar ambas compañías por el uso de su sistema. Su operación se basa en el cobro del total de gastos operacionales y administrativos para determinar el costo unitario de transporte. El costo por barril se transfiere a cada accionista que utiliza el sistema en función de los barriles transportados.

La siguiente tabla presenta los saldos más representativos con vinculados económicos, en los cuales ECOPETROL posee inversiones o intereses directos, están incluidos en cuentas de deudores, proveedores y cuentas por pagar a 31 de Marzo de 2013 y 31 de Diciembre de 2012:

(en millones de Pesos)

	<u>Cuentas por cobrar</u>	<u>Anticipos por cobrar</u>	<u>Cuentas por pagar</u>
<b>Corto Plazo:</b>			
Refinería de Cartagena S. A.	1.292.813	-	39
Compounding and Masterbatching (COMAI)	17.536	-	-
Oleoducto de los Llanos Orientales - ODL	1.021	-	817
Hocol S.A.	2.303	12.569	13.780
Equion Energía Limited	1.136	62.920	4.120
Ocesa S. A.	6.171	-	141.096
Oleoducto de Colombia S. A.	903	-	40.612
		22.453	
Polipropilenos del Caribe S.A.	21.005	-	-
Oleoducto Bicentenario de Colombia	1.928	-	-
		-	-
Cenit S.A.	51	-	3.221
Ecopetrol America Inc.	4	-	12.004
Black Gold Re Ltd.(*)	24	-	-

Total corto plazo:	<u>1.344.895</u>	<u>97.943</u>	<u>215.689</u>
<b>Largo Plazo:</b>			
Refinería de Cartagena S. A. (largo plazo)	1.109.626	-	-
Total largo plazo:	<u>1.109.626</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
<b>Saldo a Marzo 31 de 2013</b>	<u>2.454.521</u>	<u>97.943</u>	<u>215.689</u>

(\*) Representan recursos recibidos en administración.

	<u>Cuentas por cobrar</u>	<u>Anticipos por cobrar</u>	<u>Cuentas por pagar</u>
<b>Corto Plazo:</b>			
Refinería de Cartagena S. A.	\$ 745.524	-	77.835
Compounding and Masterbatching (COMAI)	8.690	-	-
Oleoducto de los Llanos Orientales - ODL	2.659	-	817
Hocol S.A.	19.835	16.901	27.637
Equion Energía Limited	49.989	33.053	5.220
Ocensa S. A.	5.279	-	605.474
Oleoducto de Colombia S. A.	16.381	13.402	20.264
Ecopetrol del Perú S.A.	137	-	-
Oleoducto Bicentenario de Colombia	4.842	-	-
Cenit S.A.	51	-	-
Ecopetrol America Inc.	42	-	19.834
Black Gold Re Ltd.(*)	1	-	-
Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil Ltda.	212	-	-
Total corto plazo:	<u>853.642</u>	<u>63.751</u>	<u>757.081</u>
<b>Largo Plazo:</b>			
Refinería de Cartagena S. A. (largo plazo)	1.109.626	-	-
Total largo plazo:	<u>1.109.626</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
<b>Saldo a diciembre de 2012</b>	<u>\$ 1.963.268</u>	<u>63.751</u>	<u>757.081</u>

(\*) Representan recursos recibidos en administración.

Principales transacciones con entes relacionados durante los períodos terminados el 31 de Marzo de 2013 y 2012, son las siguientes:

	<u>Ventas y servicios</u>	<u>Arrendamientos</u>	<u>Otros</u>
<b>Ingresos:</b>			
Refinería de Cartagena S.A.	1.380.900	-	16.039
Compounding and Masterbatching (COMAI)	50.286	-	-
Hocol S.A.	4.703	-	-
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	4.499	-	1
Ocensa S.A.	8.345	134	6,00
Homcol Cayman Inc	102	-	-
Black Gold Re Limited	41	-	2,00
Oleoducto de Colombia S.A.	2.124	-	-
Equión Energía Limited	2.434	-	602
Santiago Oil Company	-	-	179
Andean Chemicals Limited	-	-	-
Bioenergy S.A.	84	-	-
Ecopetrol del Perú S. A.	0	-	-
Ecopetrol Capital AG	0	-	-
Ecopetrol Oleo é Gás do Brasil Ltda.	0	-	-
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.	4.190	-	4,00
<b>Total a Marzo de 2013</b>	<u>1.457.708</u>	<u>134</u>	<u>16.833</u>

	<u>Ventas y servicios</u>	<u>Arrendamientos</u>	<u>Otros</u>
<b>Ingresos:</b>			
Refinería de Cartagena S.A.	1,411,682	-	13,647
Compounding and Masterbatching (COMAI)	36,192	-	-
Hocol S.A.	3,689	-	578
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	8,071	-	-
Ocensa S.A.	6,399	135	-
Oleoducto de Colombia S.A.	1,032	-	-
Equión Energía Limited	4,063	-	342
Bioenergy S.A.	64	-	-
Ecopetrol Capital AG	1,896	-	-
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.	2,547	-	-
<b>Total a Marzo de 2012</b>	<b>1,475,635</b>	<b>135</b>	<b>14,567</b>

	<u>Compra de productos</u>	<u>Costo de transporte</u>	<u>Otros</u>
<b>Egresos:</b>			
Refinería de Cartagena S. A.	192.102	-	53
Hocol Petroleum Ltd.	-	2.388	-
Equion Energía Limited	-	1.096	749
Ocensa S. A.	-	320.281	-
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	-	116.123	-
Oleoducto de Colombia S. A.	-	40.858	-
Ecopetrol America Inc.	762	-	773
<b>Total a Marzo de 2013</b>	<b>192.864</b>	<b>480.746</b>	<b>1.575</b>

	<u>Compra de productos</u>	<u>Costo de transporte</u>	<u>Otros</u>
<b>Egresos:</b>			
Refinería de Cartagena S. A.	98,273	-	184
Hocol Petroleum Ltd.	-	2,201	-
Equion Energía Limited	1,463	1,233	2,037
Ocensa S. A.	-	144,152	-
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	-	88,018	-
Oleoducto de Colombia S. A.	-	18,255	-
Compounding and Masterbatching (COMAI)	-	-	3,200
Ecopetrol America Inc.	1,860	-	-
<b>Total a Marzo de 2012</b>	<b>101,596</b>	<b>253,859</b>	<b>5,421</b>

## Acuerdos

En el giro ordinario de los negocios, ECOPETROL participa en una variedad de transacciones con compañías vinculadas. A continuación, se encuentra una descripción de las transacciones materiales con compañías vinculadas. Para información adicional sobre transacciones con compañías vinculadas, ver la Nota 16 de los estados financieros consolidados de ECOPETROL.

### Ocensa

ECOPETROL ha suscrito los siguientes contratos con Ocensa:

- En Marzo de 1995, ECOPETROL celebró un contrato para el transporte de petróleo crudo a través del oleoducto de Ocesa. De conformidad con los términos de este contrato, ECOPETROL debe realizar pagos mensuales, los cuales varían dependiendo de los volúmenes de petróleo crudo que transporte a través del oleoducto y de la tarifa calculada por Ocesa con base en las proyecciones financieras y volúmenes esperados de petróleo crudo. En 2012, los pagos hechos en virtud de este contrato ascendían a USD\$290.42 millones. El 17 de enero de 2013 este contrato fue modificado como consecuencia del nuevo modelo de negocio de Ocesa. Dentro de los diferentes cambios se establece, entre otras cosas, el pago de la tarifa calculada de acuerdo a la Resolución emitida por el Ministerio de Minas y Energía en el 2010.
- En Enero 17 de 2013, la modificación y restablecimiento del contrato con Oleoducto Central (AROCA) y otros contratos fueron terminados por mutuo acuerdo. En la misma fecha los accionistas de Ocesa y la Compañía celebraron un nuevo acuerdo de accionistas que establece la base para un nuevo modelo de negocio, por el cual Ocesa será una central de utilidades en lugar de un centro de costos.
- En Diciembre de 1995, ECOPETROL arrendó los terminales Porvenir y Miraflores a Ocesa. De conformidad con los términos del contrato de arrendamiento a largo plazo celebrado, ECOPETROL recibió durante el 2012, pagos mensuales que ascienden aproximadamente a USD\$8.598.266 más impuestos aplicables. El término de duración de este contrato es indefinido.
- En Noviembre de 1996, ECOPETROL arrendó el puerto Cravo Norte a Ocesa. De conformidad con los términos del contrato, ECOPETROL recibió durante el 2012, pagos mensuales por USD\$23.000, más impuestos aplicables. El término de duración de este contrato es indefinido.
- En Septiembre de 1999, la Compañía celebró un contrato de operación conjunta con Ocesa y ODC, para la mono-boya TLU-3 Coveñas. De conformidad con los términos de este contrato, ECOPETROL está obligado a realizar pagos mensuales por un monto fijo de USD\$75.000, más una cantidad variable que depende de los volúmenes exportados a través de la mono-boya. No se han presentado pagos variables en los últimos tres años. La duración de este contrato es indefinida.
- En Diciembre de 1999, ECOPETROL celebró un contrato para la operación y mantenimiento de las estaciones de bombeo Porvenir, Miraflores y Vasconia. De conformidad con los términos del contrato, en el año 2012, ECOPETROL recibió pagos mensuales de aproximadamente USD\$677.326, más los impuestos aplicables y costos variables. Este contrato fue renovado el primero de Abril de 2011, por un término de cinco años.
- En Diciembre de 2004, ECOPETROL celebró un contrato de suministro de gas natural. De conformidad con este contrato, ECOPETROL recibió pagos mensuales variables basados en el volumen de gas natural entregado y en una tarifa fija. Durante el año 2012, los pagos mensuales recibidos por ECOPETROL son de aproximadamente USD\$99.298.

Ocesa ha celebrado los siguientes contratos con algunas subsidiarias de ECOPETROL:

- Equion Energía Limited y Santiago Oil Company han celebrado contratos para el transporte de petróleo crudo a través del oleoducto de Ocesa. En Noviembre de 2012, Equion Energía Limited y Santiago Oil Company transfirieron a través de varias transacciones, sus acciones (24.8%) y derechos de transporte (19.8%) en el oleoducto Ocesa a subsidiarias de ECOPETROL (51%) y Talisman (49%). Equion mantuvo el 5% de los derechos de transporte en Ocesa. En 2012, las tarifas de transporte facturadas por Ocesa fueron de USD\$7.5 millones para Equion Energía Limited, USD\$1.3 millones para Santiago Oil Company y USD\$17.9 millones para Hocol y Homcol.
- El 3 de Enero de 2013, el Contrato de Servicios Técnicos y Administrativos celebrado entre ECOPETROL y Ocesa fue terminado por mutuo acuerdo entre las partes.

#### Oleoducto de Colombia S.A.

ECOPETROL celebró los siguientes contratos con ODC:

- En Julio de 1992, ECOPETROL celebró un contrato de compra contra entrega (take-and-pay) para el transporte de hidrocarburos. De conformidad con este contrato, ECOPETROL debe pagar una tarifa previamente acordada sobre el volumen transportado de hidrocarburos. La duración de este contrato es indefinida.
- En Agosto de 1992, ECOPETROL celebró un contrato de operación y mantenimiento para los terminales Vasconia y Coveñas. De conformidad con los términos de este contrato, ODC está obligado a realizar pagos mensuales aproximados de USD\$1.5 millones anuales a ECOPETROL, más cualquier otro gasto incurrido por la Compañía en desarrollo del contrato, incluyendo un recargo de entre 5% y 12% sobre dichos gastos, más cualquier impuesto aplicable. La duración de este contrato es indefinida.
- En Julio de 2006, ECOPETROL celebró un contrato para la operación y mantenimiento de la Estación Caucasia y el sistema de oleoducto Vasconia-Coveñas. Desde 2010 este contrato sólo está vigente respecto de la operación de la Estación Caucasia. De conformidad con los términos de este contrato, ECOPETROL recibe pagos mensuales de aproximadamente USD\$704.065 anuales, adicional a cualquier otro gastos en el que se incurra para el desarrollo del contrato, incluyendo un recargo variable de entre 5% y 12% sobre dichos gastos más cualquier impuesto aplicable. La duración de este contrato es indefinida.
- En Marzo de 2007, ECOPETROL celebró un contrato de servicios para garantizar la protección y seguridad de los sistemas de oleoducto Cusiana - Coveñas y Vasconia - Coveñas. Bajo los términos de este contrato, ODC realizó pagos por COP\$51 millones anuales. Este contrato terminó el 31 de Diciembre de 2011.

#### Refinería de Cartagena S.A.- Reficar

- En Abril de 2007, ECOPETROL celebró un contrato de servicios de mantenimiento y administración con Reficar, subsidiaria 100% de la Compañía desde Mayo de 2009. De conformidad con los términos del contrato, ECOPETROL le suministra a Reficar servicios de mantenimiento y administración, a cambio de una tarifa mensual. Este contrato terminó en Abril de 2011, pero fue extendido durante el término correspondiente a las negociaciones.
- En Noviembre 29 de 2010, ECOPETROL celebró un contrato de crédito, denominado en Pesos, con Reficar, por un monto equivalente a US\$1.000 millones para la financiación de los gastos de capital y los costos de construcción, en relación con el proyecto de modernización de la refinería de Reficar. La Compañía desembolsó el equivalente en pesos a US\$591 millones y modificó el contrato para reducir el compromiso a US\$600 millones. La tasa de interés para el préstamo de US\$591 millones (equivalentes en Pesos), es la DTF a Diciembre 31 de cada año antes de cada período anual. En Septiembre 26 del 2011, Reficar y Ecopetrol Capital A.G. ejecutaron un nuevo préstamo a largo plazo en dólares, denominado contrato de préstamo subordinado, por US\$400 millones, con el mismo objeto para financiar los gastos de capital y los costos de construcción relacionados con el proyecto de modernización de la refinería de Reficar. Ecopetrol Capital A.G. desembolsó los US\$400 millones bajo este nuevo acuerdo de préstamo subordinado en el año 2011. La tasa de interés para este préstamo subordinado es LIBOR de 6 meses más 4.775% por año.
- En Diciembre de 2011, ECOPETROL celebró un contrato que administra la composición del crudo que la refinería procesa, su compra de crudo y otros productos y la venta de productos de refinamiento. En Enero de 2012, la Compañía celebró un nuevo contrato de operación y mantenimiento. Estos contratos reemplazaron el antiguo contrato de servicios de mantenimiento y administración. Bajo estos contratos, las tarifas facturadas por la Compañía a Reficar durante el año 2012 fueron de COP\$73.7 millardos.
- En Diciembre de 2011, ECOPETROL celebró un contrato de apoyo para la construcción y un contrato de garantía del servicio de la deuda, con el fin de garantizar ciertas obligaciones contraídas por Reficar bajo el financiamiento del proyecto por US\$3.5 billones para la expansión y modernización de las instalaciones de Reficar. De conformidad con los términos del contrato de apoyo para la construcción, ECOPETROL acordó apoyar a Reficar con los costos y gastos

relacionados con los sobrecostos y demoras en la construcción. De conformidad con los términos del contrato de garantía del servicio de la deuda, ECOPEPETROL suministra a Reficar un mecanismo de liquidez para subsanar la insuficiencia de fondos del servicio de la deuda y un mecanismo de salida del financiamiento del proyecto por parte de Reficar con la cesión de la deuda a ECOPEPETROL. En Junio de 2011, Ecopetrol Capital A.G. otorgó un préstamo de tesorería por US\$240 millones a Reficar para financiar los pagos atrasados de subsidio de la Nación. La tasa de interés para este préstamo es de 2.10% por año. En Diciembre de 2011, la Nación pagó US\$198 millones a Reficar por subsidios causados y Reficar usó la totalidad de este monto para repagar los intereses y el capital del préstamo de tesorería. Para Diciembre 31 de 2011, el saldo del préstamo era de US\$45 millones.

- En Febrero 1 de 2012, ECOPEPETROL celebró un contrato de suministro de petróleo crudo con Reficar, por un período de 5 años. De conformidad con los términos de este contrato, Reficar tiene la opción de compra hasta de 200 Kbpd de petróleo crudo proveniente de las mezclas Caño Limón, Vasconia y Castilla. Este contrato incluye una opción para que Reficar reciba de ECOPEPETROL petróleo crudo comprado o importado por la Compañía, en nombre de Reficar, de productores nacionales e internacionales según corresponda.

#### Oleoducto de los Llanos Orientales

ECOPETROL ha suscrito dos contratos de transporte o pago (ship-or-pay) con ODL:

- En Marzo de 2009, celebró un contrato de transporte o pago (ship-or-pay) con ODL, el cual establece una tarifa de financiamiento usada para pagar el endeudamiento con el Grupo Aval por cinco años. Este contrato fue sustituido por uno nuevo celebrado en Mayo de 2010, por un término de siete años, con el fin de que se reflejaran las nuevas condiciones acordadas con el Grupo Aval. Esta tarifa de financiamiento es recolectada a través de una fiducia, que a su vez, es responsable por realizar los pagos del servicio de la deuda al Grupo Aval. Bajo este contrato, ODL se ha comprometido a transportar 75 Kbpd durante el período de gracia del crédito, el cual es de dos años y 90 Kbpd durante los cinco años restantes. ECOPEPETROL es responsable del 65% de esta capacidad.
- En Septiembre de 2009, se celebró un segundo contrato de transporte o pago (ship-or-pay) con ODL, que establece una tarifa de financiamiento. Esta tarifa será recolectada a través de una fiducia, que a su vez, es responsable de realizar los pagos del servicio de la deuda a los tenedores de valores. En los términos de este contrato, ODL se ha comprometido a transportar 19.5 Kbpd durante la primera fase del proyecto ODL (que comenzó en Septiembre de 2009 y terminó en el primer trimestre del 2010) y 39 Kbpd en el inicio de la segunda fase del proyecto ODL, lo cual ocurrió en el primer trimestre del 2010.
- En Diciembre de 2009, ECOPEPETROL celebró un contrato de servicios con ODL para el transporte de petróleo crudo. Este contrato vence en Junio del 2016 y puede ser renovado. De conformidad con los términos de este contrato, en 2012 la Compañía realizó pagos mensuales por \$176 mil millones de Pesos.
- En Marzo de 2010, se celebró un contrato de operación y mantenimiento de oleoducto con ODL. Este contrato tiene un término de duración de cinco años y el monto que ODL debe pagarle a ECOPEPETROL por toda la vigencia del contrato es de \$56.4 mil millones de Pesos, más cualquier impuesto aplicable.
- En Marzo de 2010, la Compañía celebró un contrato de suministro de petróleo crudo sin diluir, el cual fue renovado en Marzo, Mayo y Noviembre de 2012, hasta Diciembre de 2013. De conformidad con los términos de este contrato, en 2012 ODL pagó \$23.3 mil millones de Pesos a ECOPEPETROL.

#### Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.

- En Noviembre de 2010, se suscribió un contrato de servicios por cinco años para la construcción del oleoducto Araganey - Coveñas. Este contrato es parte de la construcción del proyecto y el

monto pagadero a ECOPETROL, por el término total del contrato, es aproximadamente de \$8,8 mil millones de Pesos.

- En Noviembre de 2011, se celebró un contrato de operación y mantenimiento para la facilidad de descarga Banadia. De conformidad con los términos del contrato, ECOPETROL recibió pagos mensuales aproximados de COP\$128.9 millones, más impuestos aplicables. El término de duración de este contrato es de 15 años.
- En Junio de 2012 ECOPETROL celebró un contrato de transporte o pago (ship-or-pay) y un contrato de transporte y pago (ship-and-pay) con Oleoducto Bicentenario, el cual establece el precio requerido para el pago de la deuda de bicentenario con los bancos locales durante 12 años. Esta tarifa se recolecta a través de una fiduciaria que a su vez es responsable del servicio de la deuda a los bancos. La duración del contrato de transporte o pago (ship-or-pay) es de 12 años o cuando el crédito sea pagado en su totalidad. La duración del contrato de transporte y pago (ship-and-pay) es de 20 años a partir de la terminación del contrato de transporte o pago (ship-or-pay). Bajo estos contratos Bicentenario se ha comprometido a transportar al menos 110 kbpd, de los cuales el 55% del volumen acordado es suministrado directamente por ECOPETROL y 0,97% indirectamente por Hocol.
- En junio de 2012, ECOPETROL celebró un Contrato de Almacenamiento o Pago (Storage-or-pay) y un Contrato de Almacenamiento y Pago (Storage-and-Pay) con Oleoducto Bicentenario. Bajo estos contratos, Bicentenario se compromete a recibir, almacenar, preservar y entregar el crudo de ECOPETROL. El Contrato de Almacenamiento o Pago (Storage-or-pay) se terminará una vez la deuda local de Bicentenario se haya pagado en su totalidad. La Duración del Contrato de Almacenamiento y Pago (Storage-and-Pay) será de 20 años a partir de la finalización del Contrato de Almacenamiento o Pago (Storage-or-pay).
- En Agosto de 2012, ECOPETROL celebró un contrato de mantenimiento y operación para el tramo Araguañey - Banadia. De conformidad con los términos de este contrato, ECOPETROL recibirá pagos aproximados de COP\$3.5 millardos, en el primer año y por COP\$18.6 millardos, en adelante. La duración de este contrato es de 15 años.

#### Andean Chemicals Ltd.

- En Mayo de 2009, ECOPETROL otorgó un préstamo a 5 años a su subsidiaria Andean Chemicals Ltd., por un monto de US\$541 millones, para la adquisición del 51% de la participación de Glencore International A.G. en Reficar. La tasa de interés para cada año, es la tasa para depósitos a término fijo (DTF) aplicable a Diciembre 31 del año previo. En Diciembre de 2011, ECOPETROL decidió capitalizar este préstamo por un monto total de US\$615.7 millones (capital e intereses).

#### Compounding and Masterbatching Industry Ltda. - COMAI

- En 2008 ECOPETROL celebró un contrato con COMAI para la entrega de propileno de grado refinería (refinery-grade propylene) hasta Enero de 2018. COMAI opera un divisor para separar propileno de grado refinería (refinery-grade propylene) en propileno de calidad polímero (polymer-grade propylene) y propano. El propileno de grado refinería es vendido por COMAI a Propilco, quien lo usa como materia prima en la producción de polipropileno, mientras el propano es devuelto a ECOPETROL.

#### Cenit

- El 1 de octubre de 2012, ECOPETROL celebró un acuerdo de contribución de activos con el fin de establecer los términos y condiciones bajo los cuales ECOPETROL transferiría a Cenit sus participaciones accionarias en compañías vinculadas al transporte de crudo. El 1 de Abril de 2013, bajo este acuerdo, ECOPETROL culminó la transferencia a Cenit de los activos para el transporte de hidrocarburos y sus derivados. Este acuerdo tiene un término de 30 años.
- El 1 de Abril de 2013, ECOPETROL celebró los siguientes contratos:

- Contrato de servicio para transporte y soluciones logísticas bajo el cual ECOPETROL prestará servicios de administración por un término de 15 años.
- Contrato de operación y mantenimiento, para la operación, mantenimiento, manejo de desastres y emergencias durante un término de 15 años.
- Contrato de servicio para el suministro de servicios integrales por Cenit para el transporte, almacenamiento, carga y descarga de hidrocarburos durante un término de 30 años.

#### Otros Contratos

- ECOPETROL celebró un contrato de suministro con Ecodiesel Colombia S.A., o Ecodiesel, compañía en la cual cuenta con un porcentaje de participación del 50%. El contrato viene operando desde el primero de Agosto de 2010. De conformidad con los términos del mismo, Ecodiesel debe entregar a ECOPETROL y este debe comprar a Ecodiesel, al menos el 80% de su producción de biodiesel cada mes. Los pagos dependen de los volúmenes de biodiesel comprados. Este contrato vence el 31 de Diciembre de 2017.

En 2010 ECOPETROL renovó el contrato de servicios con la Sociedad Colombiana de Servicios Portuarios S.A. o Serviport, compañía en la cual contaba con un porcentaje de participación del 49% a 30 de Septiembre de 2012. Desde el primero de Octubre de 2012 el porcentaje de participación de ECOPETROL fue transferido a Cenit. De conformidad con los términos del contrato, Serviport asiste a ECOPETROL en sus operaciones marítimas en el puerto de Coveñas. Este contrato vence el 27 de Mayo de 2019.

### 5.17 Créditos, contingencias y Obligaciones financieras

#### 5.17.1 Créditos y contingencias que representan el 5% o más del pasivo total

A continuación se resumen los procesos más significativos, con cuantía de las pretensiones superiores a \$10.000 millones de Pesos sobre los cuales se han reconocido provisiones, de acuerdo con las evaluaciones de los apoderados internos y externos de la Empresa, al 31 de Marzo de 2013 y 31 de Diciembre de 2012:

<u>Proceso</u>	<u>Acción</u>	<u>Cuantía de provisión Marzo 2013</u>	<u>Cuantía de provisión Diciembre 2012</u>
Contrato de asociación Garcero	Acción Popular contra Ecopetrol S.A., la Nación, Ministerio de Minas y otros, por extensión del Contrato de Asociación Garcero.	155.184	155.184
Municipios de Aguazul y Tauramena	Acción popular. Aportes al fondo de solidaridad y redistribución de ingresos como consecuencia de generación de energía, según Ley 142 de 1994.	220.044	220.044
Municipio de Arauca	Acción popular. Aportes al fondo de solidaridad y redistribución de ingresos como consecuencia de generación de energía, según Ley 142 de 1994.	283.010	283.010
Demanda. Incidencia salarial – estímulo al ahorro	Aplicar incidencia salarial a los dineros pagados bajo la figura de estímulo al ahorro y como consecuencia reliquidar las prestaciones sociales (legales y extralegales) y mesada pensional, desde la fecha en que Ecopetrol S.A. empezó a reconocerlo.	18.689	18.689

A 31 de Marzo de 2013, el saldo de la provision para procesos judiciales asciende a \$771.402 millones de Pesos (en 2012 era \$770.922 millones de Pesos)

### 5.17.2 Obligaciones Financieras

El siguiente es un detalle de las obligaciones financieras:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Corriente</b>		
Préstamos banca nacional (1)	444.041	444.041
Contratos BOMT's infraestructura (2)	7.376	9.478
Contrato de leasing financiero - inmuebles (3)	844	844
<b>Total Corriente</b>	<b><u>452.261</u></b>	<b><u>454.363</u></b>
<b>No corriente</b>		
Crédito externo - Bonos (4)	2.748.300	2.652.345
Préstamos banca nacional (1)	1.110.100	1.155.650
Operaciones crédito público - Bonos y títulos emitidos (5)	1.000.000	1.000.000
Intereses créditos obtenidos	104.589	120.349
Contratos BOMT - infraestructura (2)	93.800	90.525
Contratos de leasing financiero - inmuebles (3)	2.387	2.387
<b>Total no corriente</b>	<b><u>5.059.176</u></b>	<b><u>5.021.256</u></b>

- (1) Corresponde al préstamo sindicado con once bancos nacionales por valor inicial de COP\$2.220.200, destinados a financiar programas de inversiones de la Empresa. De acuerdo con las condiciones de pago a Marzo de 2013 se ha amortizado capital de COP\$666.060. Se estima la amortización de capital en el año 2013 por COP\$444.041. El préstamo fue obtenido con las siguientes condiciones:

Plazo: 7 años, incluyendo 2 años de gracia.

Pago de intereses: A partir de Noviembre de 2009.

Tasa: DTF + 4% trimestre anticipado.

Amortización: Semestral.

Garantía: ECOPETROL otorgó prenda cerrada de las acciones que posee directa o indirectamente en las siguientes compañías, con un cubrimiento mínimo del 120% del monto del crédito. Las acciones dadas en garantía fueron sustituidas a través del Otrosí No. 1 suscrito entre los bancos y ECOPETROL, el 17 de Noviembre de 2011. El valor de las garantías, según el valor intrínseco de las acciones de las compañías a Junio de 2012 y convertidos a pesos con la TRM vigente el 31 de Diciembre de 2012, es el siguiente:

<u>Empresa</u>	<u>Valor</u>
Hocol Petroleum Limited	\$ 2.456.361
Offshore International Group	439.498
Polipropileno del Caribe S.A.	<u>294.179</u>
<b>Total</b>	<b>\$ <u>3.190.038</u></b>

El detalle de los pagos a largo plazo es el siguiente:

2014	444.040
2015	444.040
2016	<u>267.570</u>
	\$ <u>1.155.650</u>

Actualmente, ECOPETROL no anticipa ninguna situación que pueda representar el incumplimiento de sus obligaciones en un futuro inmediato.

- (2) Corresponde al contrato suscrito el 19 de Septiembre de 2008, entre ECOPETROL y la Unión Temporal Gas Gibraltar (Montecz S.A., Conequipos ING Ltda., Gasmocan S.A. y Twister BV), cuyo objeto se basa en la financiación, diseño, compra de equipos, suministros, construcción, pruebas, operación y mantenimiento por el lapso de 15 años de las facilidades de superficie para el tratamiento del gas del campo Gibraltar en propiedad de ECOPETROL por un valor de US\$37 millones.
- (3) Corresponde a leasing o arrendamiento financiero, modalidad inmobiliaria, con las siguientes condiciones al 31 de Marzo de 2013:

Tipo de bienes: Piso 4° y 5° del edificio COLGAS, ubicado en  
la Calle 37 N° 8 – 43 de Bogotá D.C.

Plazo del contrato: 60 meses

Número de cánones pendientes: 6

Valor de los cánones pendientes: \$3.292(\*)

Monto de la opción de compra: \$476

Amortización: Mensual

(\*) El monto de los cánones semestrales pendientes se estiman con una DTF de 5.29% EA, vigente en la semana del 29 de Octubre al 4 de Noviembre de 2012, última fecha en la cual, según el contrato de leasing, se reajustó el valor del canon.

- (4) El 23 de Julio de 2009, la Compañía llevó a cabo una emisión de bonos (notas) de deuda no garantizada y no subordinada, con derecho a registro en la *Securities and Exchange Commission* de los Estados Unidos – SEC- con vencimiento en 2019, por US\$1.500 millones. Dicho registro se efectuó el 6 de Octubre de 2009. La emisión se realizó bajo la Regla 144A/Regulación S con los derechos de registro ante la SEC.

Las condiciones de la transacción fueron:

Interés del cupón: 7.625%

Prima de aseguramiento sobre los tesoros americanos (Make Whole): 50 pbs. Las fechas de pago de intereses son: 23 de Julio y 23 de Enero de cada año, empezando el 23 de Enero de 2010. Fecha de vencimiento: 23 de Julio de 2019.

La Compañía ha cumplido con los diversos compromisos (covenants) entre los cuales se incluyen el pago debido y oportuno de los intereses y el capital; no constituir prendas por parte de ECOPETROL y sus subordinadas, excepto por ciertas prendas autorizadas; realizar una oferta de compra de los bonos en el caso de un evento de recompra por cambio de control, de acuerdo con su definición en los documentos de la emisión.

- (5) Mediante la Resolución No. 3150 del 20 de Octubre de 2010, ECOPETROL obtuvo autorización del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para emitir, suscribir y colocar bonos de deuda pública interna hasta por la suma de un billón de Pesos, para financiar el Plan de Inversiones de Ecopetrol 2010. Posteriormente, mediante la Resolución No. 2176 del 11 de Noviembre de 2010, obtuvo autorización de la Superintendencia Financiera de Colombia para inscribir sus bonos de deuda pública interna en el Registro Nacional de Valores y Emisores y para efectuar su oferta pública.

Resultados de la emisión y colocación de los bonos de deuda pública interna:

Monto colocado:	1 billón de Pesos.			
Fecha de emisión:	1 de Diciembre de 2010.			
Amortización:	Al vencimiento.			
Serie A:	Bonos denominados en Pesos con tasa variable IPC.			
Plazo de redención:	5 años	7 años	10 años	30 años
Tasa:	IPC + 2.80%	IPC + 3.30%	IPC + 3.94%	IPC + 4.90%
Monto (millones) \$	<u>97.100</u>	<u>138.700</u>	<u>479.900</u>	<u>284.300</u>

### 5.18 Valores del Emisor inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores

ECOPETROL tiene registrados en el Registro Nacional de Valores y Emisores: bonos pensionales, bonos de deuda pública interna y, como resultado de su proceso de capitalización en Noviembre de 2007 y en julio de 2011, acciones ordinarias.

### 5.19 Títulos de Deuda en Curso

Ver punto 5.17 numeral (4) emisión de bonos (notas).

### 5.20 Evaluación conservadora de las perspectivas del Emisor

En el año 2010, ECOPETROL amplió el alcance de su plan estratégico al año 2020, el cual fue actualizado en 2012 y considera a ECOPETROL como un grupo empresarial conformado por ECOPETROL y sus subsidiarias y filiales en Colombia y en el exterior. El Grupo ECOPETROL busca constituirse en el jugador clave en el segmento de las 30 compañías principales de la industria del petróleo, reconocido por su posicionamiento internacional, innovación y compromiso con el desarrollo sostenible.

El Grupo ECOPETROL está comprometido con el objetivo de alcanzar una producción de un millón de barriles de petróleo equivalente diario en 2015 y un millón trescientos mil barriles de petróleo equivalente diario para el año 2020, alineado con los principales accionistas y grupos de interés, de una manera sostenible, en tres categorías: económica, social y ambiental.

El Plan Estratégico contempla inversiones por US\$ 84,7 billones de Dólares para el periodo 2012 – 2020 y US\$75 billones de Dólares para el periodo 2013 – 2020.

ECOPETROL espera financiar sus iniciativas estratégicas a través del flujo de caja de sus operaciones así como recursos de deuda, tales como emisión de títulos de contenido crediticio en los mercados de capital local e internacional y créditos bancarios locales e internacionales, entre otros.

ECOPETROL espera alcanzar sus objetivos en compañía de sus socios de negocio con quienes ha creado relaciones de largo plazo. Adicionalmente, trabaja con las autoridades en aquellos países donde actualmente tiene operación o donde planea desarrollar actividades.

### 5.21 Procesos pendientes en contra del Emisor

A pesar que a 31 de Marzo de 2013, ECOPETROL figura como parte demandada en varios procesos judiciales, a excepción de tres de ellos que se explican a continuación con más detalle, es razonable considerar que en el evento en que tales procesos fueran fallados desfavorablemente no tendrían un efecto material adverso sobre ECOPETROL ni impedirían el desarrollo del giro ordinario de sus negocios y operaciones.

Dentro de ese grupo de procesos se incluyen litigios o arbitramentos que actualmente se están surtiendo y aquellos potenciales procesos sobre los cuales tiene conocimiento la Compañía. Igualmente, se incluyen otros procesos judiciales pendientes en contra de ECOPETROL o que involucran a ECOPETROL y sus

subsidiarias que son incidentales al manejo del negocio de la Empresa y sus subsidiarias, y cuyos fallos finales, de conformidad con los conceptos de los asesores legales, no tendrían, individual o colectivamente considerados, un efecto material adverso sobre la situación financiera consolidada de la Empresa, su solvencia o los resultados de su operación; según se dijo.

Debe aclararse, que a 31 de Marzo de 2013, ECOPETROL figura como demandado en 1.845 procesos y como demandante en 704 procesos, para un total de 2.549 procesos judiciales llevados ante cortes colombianas y tribunales de arbitramento relacionados con temas civiles, administrativos, ambientales, impositivos y laborales. ECOPETROL ha destinado recursos humanos especializados en las diversas materias y ha invertido tiempo considerable para defenderse de estas reclamaciones. Históricamente, ECOPETROL ha sido exitoso en la defensa de demandas presentadas en su contra. Incluso en aquellos que figura como demandante, es razonable asumir que los litigios o procesos en contra, independientemente del sentido del fallo, no afectarán materialmente la situación financiera o de solvencia de ECOPETROL.

No obstante lo anterior, como ya se ha mencionado aquí, existen tres procesos que en virtud de la materialidad cuantitativa de las pretensiones y/o el riesgo reputacional que suponen para la Compañía, han sido revelados por ECOPETROL a los Inversionistas dada la relevancia que tienen para ellos.

A continuación se describen estos procesos:

#### Llanos Oil Exploration Ltda.

En Julio de 2010, Llanos Oil Exploration Ltd. (en adelante "Llanos Oil") presentó una demanda en contra de ECOPETROL ante el Tribunal de la Haya, Países Bajos. Aun cuando, de conformidad con los análisis y conceptos de los asesores legales la posibilidad de que este proceso sea fallado en contra de ECOPETROL es remota, por la solidez y suficiencia de los argumentos que ha esgrimido ECOPETROL, el valor de las pretensiones alegadas ha servido como criterio de materialidad de proceso para revelarlo al mercado y para advertir que en caso de un eventual fallo en contra de ECOPETROL se podría afectar materialmente la condición financiera de la Empresa.

En este proceso, el demandante alega la terminación anticipada por parte de ECOPETROL de los siguientes contratos de actividades de exploración: i) Contrato de Asociación Las Nieves de 1997, y ii) Contrato de Asociación Guatapurí de 2002. Estos contratos fueron terminados, con base en las disposiciones contenidas en los mismos, en virtud de los incumplimientos de Llanos Oil en Julio 28 de 2000 y Julio 23 de 2003, respectivamente. En fallo del 30 de Mayo de 2012 proferido en las etapas preliminares del proceso judicial, el Tribunal de la Haya declaró su falta de competencia para fallar sobre las pretensiones en contra de ECOPETROL y rechazó los argumentos presentados por Llanos Oil que sustentaban la competencia del Tribunal para conocer del proceso. El demandante apeló en Agosto de 2012 y ECOPETROL espera la decisión sobre la apelación durante el segundo trimestre de 2013. ECOPETROL no ha creado una provisión para esta demanda toda vez que el asesor legal de la Compañía ante el Tribunal de la Haya considera que la probabilidad de éxito de Llanos Oil es remota.

#### Acción de Grupo Caño Limón – Coveñas

El 16 de Abril de 2012, ECOPETROL fue notificado de una acción de grupo en su contra que busca la indemnización de perjuicios como consecuencia del derrame del oleoducto Caño Limón – Coveñas por aproximadamente \$85.9 billones de Pesos. ECOPETROL, basado en un análisis preliminar, considera que la cantidad pretendida por los demandantes es exorbitante y que, de conformidad con los análisis de los asesores jurídicos la posibilidad que se produzca un fallo en contra de la Empresa es remoto. La Procuraduría General de la Nación presentó una solicitud requiriéndole al juez que les exigiera a los demandantes la justificación del monto de los perjuicios pretendidos. Los demandantes redujeron el monto de sus pretensiones a \$10.7 billones de Pesos. No obstante lo anterior, el juez valoró los daños y perjuicios en COP\$298 millones, basado en los daños justificados incluidos dentro de la acción de grupo. El juez había establecido el 23 de Octubre de 2012 como la fecha para llevar a cabo la audiencia de conciliación, sin embargo los demandantes no asistieron y solicitaron al juez fijar una nueva fecha para surtir la misma. El juez rechazó la solicitud y decidió continuar con el trámite del proceso. A 31 de Diciembre de 2012, se encuentra pendiente la etapa probatoria.

#### FONCOECO

Una asociación de ex empleados de ECOPETROL, conocida por las siglas de FONCOECO, presentó una demanda contra ECOPETROL relacionada con un plan de beneficios ofrecido por la Empresa en 1962, el cual expiró en 1975. Los demandantes alegan que la Junta Directiva de ECOPETROL había reservado un monto específico bajo el plan de reparto de utilidades, que no fue distribuido totalmente a los empleados elegibles bajo dicho plan. El juez de primera instancia falló el 25 de Junio de 2002 a favor de ECOPETROL y rechazó los argumentos de los demandantes. Los demandantes apelaron la sentencia ante el Tribunal Superior de Bogotá, el cual le ordenó a ECOPETROL presentar una rendición de cuentas al juez de primera instancia, basado en los montos asignados por la Junta Directiva. De acuerdo con la conclusión del juez de primera instancia a partir de la contabilidad y el experticio de un testigo presentado por la parte demandante, el juez de primera instancia el 16 de Diciembre de 2005 le ordenó a ECOPETROL pagar la suma de COP\$541.833 millones. ECOPETROL apeló la sentencia del juez de primera instancia ante el Tribunal Superior de Bogotá y el 22 de Junio de 2011, el Tribunal falló a favor de ECOPETROL y redujo el monto de la condena a ECOPETROL a COP\$6.6 millones. El 14 de Marzo de 2012, la Corte Suprema de Justicia admitió el recurso extraordinario de casación presentado por los demandantes. El 18 de Mayo de 2012, ECOPETROL presentó la contestación al recurso de casación. El proceso se encuentra en etapa de pruebas. A 31 de Diciembre de 2012, la Corte Suprema de Justicia no ha fallado el recurso extraordinario de casación. Al igual que los dos procesos anteriormente mencionados, los análisis de los asesores jurídicos para este caso estiman que la posibilidad que se produzca un fallo en contra de la Empresa es remota.

Para mayor información de estos tres procesos, ver Anexo 9.8

## **6. COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA OPERACIÓN Y LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR**

La información presentada a continuación se basa en los estados financieros individuales de ECOPETROL S.A. y debe ser leída en conjunto con ellos.

### **6.1. Eventos que pueden afectar significativamente la liquidez, resultados o la situación financiera del Emisor**

Los resultados operativos de ECOPETROL están afectados principalmente por los precios internacionales del crudo, productos refinados y gas natural, los volúmenes de las ventas y la mezcla de productos. Los precios altos de crudo y gas natural tienen un impacto positivo en los resultados de las operaciones en los segmentos de exploración y producción debido al incremento en los ingresos por exportaciones. Los resultados de las actividades de refinación también están afectados por los ratios de conversión, las tasas de utilización, la capacidad de refinación y los costos operativos, los cuales tienen efecto en los márgenes de refinación. Finalmente, los cambios en el valor de monedas extranjeras, particularmente el Dólar frente al Peso, tienen un efecto significativo en los estados financieros.

#### ***Volúmenes de Ventas y Precios***

Los resultados de los segmentos de exploración y producción dependen de los niveles de producción y del promedio local e internacional de los precios del crudo y el gas natural que ECOPETROL comercializa y vende a clientes locales y en el exterior. Adicionalmente, los volúmenes de venta dependen de las compras de crudo y gas natural a socios y a la ANH.

ECOPETROL vende crudo en los mercados internacionales, procesa crudo en la refinería de Barrancabermeja y Reficar y vende productos refinados en los mercados locales e internacionales. Actualmente los volúmenes y precios de venta del crudo y de los productos refinados son los principales componentes del desempeño financiero de la Compañía, junto con las estrategias de comercialización, reducción de costo y desempeño operativo.

#### ***Ventas Locales y Precios***

ECOPETROL cuenta con contratos de suministro de largo plazo de crudo y gas natural con clientes locales, incluyendo a Reficar, plantas de generación eléctrica a base de gas natural, empresas locales distribuidoras de gas natural y PDVSA Gas en Venezuela. Los precios de venta locales son determinados de acuerdo con la regulación existente, acuerdos contractuales y los precios actuales de mercado ligados a referentes internacionales.

#### ***Ventas Internacionales y Precios***

ECOPETROL exporta crudo, y productos refinados a precios que son fijados con base a referentes internacionales. Sin embargo, sólo se exportan los excedentes de crudo y productos refinados una vez ECOPETROL ha cumplido con los compromisos con clientes y refinerías locales.

La estrategia comercial de ECOPETROL, que incluye la diversificación del mercado, ha llevado a ECOPETROL a países como China, India, Singapur y España. Adicionalmente, la Compañía ha empezado a comercializar algunos productos fuera de la cadena de suministro colombiano mediante la compra de productos refinados de un proveedor internacional y de venta del mismo a clientes en el mercado internacional.

Durante los últimos tres años, ECOPETROL ha incrementado significativamente las ventas internacionales a los mercados del Caribe, América Central, Estados Unidos y Asia, traduciéndose en un incremento en la flexibilidad en términos operacionales y comerciales.

#### ***Diferenciales de Precio de Gasolina y Diesel***

ECOPETROL cobra las tarifas domésticas establecidas por el Gobierno Nacional, a los distribuidores mayoristas, y así mismo, acumula el diferencial del precio adeudado del combustible, conforme a lo

dispuesto en la Ley 1151 de 2007, como un ingreso y contabiliza una cuenta por cobrar al Gobierno Nacional.

Durante el año 2010, las refinerías obtuvieron el derecho a recibir el pago de los diferenciales de precios. Los pagos realizados por el Ministerio de Minas y Energía en el año 2010 correspondieron a los tres primeros trimestres del año. El monto adeudado por el Ministerio, que incluyó el costo de oportunidad reconocido para compensar el atraso en el pago, fue de \$163.4 millardos de Pesos a 31 de Diciembre de 2010. El pago efectivo del mismo fue retrasado y fue realizado por el Ministerio de Minas y Energía en el último trimestre del año 2011.

El pago del diferencial de precio del combustible por parte del Ministerio de Minas y Energía correspondiente a los primeros tres trimestres del año 2011, fue realizado en Diciembre de 2011. El pago del diferencial de precio del combustible por parte del Ministerio de Minas y Energía correspondiente al cuarto trimestre de 2011 fue de \$571.8 millardos de Pesos y para el año terminado a 2012 fue de \$1,381.5 millardos de Pesos. En Abril de 2013, el Ministerio de Minas y Energía realizó el pago de los montos adeudados para el cuarto trimestre de 2011 y los tres primeros trimestres de 2012, en un monto equivalente a Ps\$1,271.9 millardos de Pesos. El monto adeudado a ECOPETROL correspondiente al cuarto trimestre de 2012 y al primer trimestre de 2013 equivale a \$390.3 millardos de Pesos.

### **Costos de exploración**

ECOPETROL registra la perforación exploratoria utilizando el método de esfuerzo exitoso a través del cual todos los costos asociados con la exploración y perforación de pozos productivos se capitalizan, mientras que los costos asociados en la exploración y perforación de pozos secos se cargan a resultados en el periodo de la perforación exploratoria y se contabilizan como gastos operativos-estudios y proyectos. En consecuencia, el número de pozos exploratorios que ECOPETROL declara como secos afectan negativamente sus resultados. Como tal, la expansión significativa del programa de perforación de la Compañía, que se está llevando a cabo, podrá probablemente generar mayores gastos debido a pozos secos y puede conducir a cambios materiales o volatilidad en los gastos de operación de ECOPETROL.

### **Regalías**

ECOPETROL está obligada por la ley a pagar un porcentaje de su producción (crudo y gas natural) a la ANH por concepto de regalías. Cada contrato de producción tiene su propio cálculo de regalías. En 1999, una modificación al sistema de regalías estableció una escala para los pagos ligada a los niveles de producción de los campos descubiertos después de Julio 29 de 1999, dependiendo de si la producción era de crudo o gas natural y de la calidad del crudo producido. Desde 2002 el porcentaje de regalías varía entre el 8% de la producción para campos que producen menos de 5.000 bpd hasta 25% para campos que producen más de 600.000 bpd. Los cambios en el sistema de regalías aplican únicamente a nuevos descubrimientos y no alteran el sistema de campos que se encuentran en etapa de producción. Estos campos en etapa productiva pagan sus regalías de acuerdo con el programa aplicable al momento de su descubrimiento.

### **Comercialización de Gas Natural de la ANH**

De conformidad con el Decreto 2100 de 2011, ECOPETROL firmó un acuerdo con la ANH bajo el cual ECOPETROL ya no comprará el gas natural en especie recibido por la ANH por concepto de regalías y en su lugar lo comercializará con el gas natural de aquellos campos en los que el productor decida no comercializar directamente las regalías. El acuerdo establece que ECOPETROL deberá vender a terceros en nombre de la ANH el gas natural que pertenece al Gobierno Nacional entre 2012 y 2013. Este acuerdo comenzó a regir en Julio de 2012 y reducirá el gas natural que ECOPETROL compra a la ANH y vende a terceros, en aproximadamente 110 gbtud en 2012.

### **Compras de hidrocarburos a la ANH**

ECOPETROL compra actualmente todo el crudo entregado por ECOPETROL y por terceros a la ANH, así como el gas natural de ciertos campos que no hacen parte del acuerdo anteriormente mencionado y entregados por concepto de regalías a la ANH. Los precios se encuentran establecidos en un Contrato suscrito entre ECOPETROL y la ANH de fecha 28 de Septiembre de 2012 y la carta de oferta de gas natural de la ANH del 17 de Junio de 2009. Para el crudo, el precio de compra es calculado con una

fórmula que incluye los precios de ventas de exportaciones (crudos y productos) de ECOPETROL, un ajuste cualitativo dependiendo de la gravedad API y contenido sulfúrico, las tarifas de transporte del pozo a los puertos de Coveñas y Tumaco, el costo del proceso de refinería y una comisión de comercialización. ECOPETROL vende la producción adquirida a la ANH como parte del curso ordinario de su negocio.

### ***Importación de productos para transporte y mezclas***

Durante el año 2012, ECOPETROL aumentó el volumen de nafta importado a 14.5 millones de barriles de 12,70 millones de barriles en 2011 para mezclar y facilitar el transporte del crudo pesado a través del sistema de oleoductos. Adicionalmente, con el fin de satisfacer las regulaciones ambientales locales con respecto al contenido de azufre en el diesel, la Compañía importó 11,2 millones de barriles de diesel de muy bajo contenido de azufre con el fin de mezclarlo con su producción local. Los volúmenes importados de diesel fueron superiores a los del año 2011 debido al crecimiento en la demanda global y la menor disponibilidad de este producto relacionado al mantenimiento programado de la planta de hidrotatamiento en Barrancabermeja. Los costos de compra fueron menores en 2012 (8 Dólares por Barril) comparado con el 2011, en línea con las tendencias internacionales. Los costos variables de ECOPETROL son afectados por volúmenes disponibles de estos productos y sus precios, afectando asimismo los resultados operacionales de ECOPETROL.

### **Efectos de los Impuestos y la Tasa de Cambio en los Ingresos**

#### ***Impuesto de renta***

El Congreso de Colombia aprobó la Ley 1607 del 26 de Diciembre de 2012, que introduce importantes reformas al sistema tributario colombiano. En particular, la tarifa del Impuesto a la Renta se redujo del 33% a 25% a partir de 2013 y el Impuesto de Renta para la Equidad –CREE- fue creado con una tarifa del 9% entre 2013 y 2015 y del 8% a partir de 2016. Hay algunas diferencias entre el tratamiento que se usa para determinar este impuesto y la utilizada para determinar el impuesto ordinario sobre la renta. Como resultado de lo anterior, desde Enero de 2013, ECOPETROL está sujeto a un impuesto a la renta a una tasa del 34%. Del año 2008 a Diciembre de 2012, la tasa estándar para las compañías en Colombia fue del 33%.

#### ***Variación de la tasa de cambio***

La apreciación o revaluación del Peso, particularmente referente al Dólar, tiene múltiples efectos en los resultados financieros de la Compañía. Conforme a las normas colombianas, el resultado de ECOPETROL se expresa en Pesos, y mantiene los registros financieros en Pesos. Casi la totalidad de las exportaciones de ECOPETROL de crudo, gas natural y productos refinados se pagan en Dólares a precios determinados con base en referentes internacionales.

Durante 2012, 2011 y 2010, el Peso se ha apreciado en promedio 2,7%, 2,6% y 12,0% respectivamente frente al Dólar. Si el Peso se aprecia frente al Dólar, los ingresos de las exportaciones se reducen cuando se expresan en Pesos. La apreciación del Peso también se traduce en menores costos de los productos, servicios contratados y prestados en el exterior que están denominados en Dólares.

El efecto contrario ocurre cuando el Peso se deprecia frente al Dólar, en cuyo caso los ingresos de las exportaciones aumentan cuando se expresan en Pesos. Los bienes importados, incluidos los servicios denominados en Dólares, en la misma línea se incrementarán.

Similarmente, cuando ECOPETROL incurre en deuda denominada en Dólares, una apreciación o depreciación del Peso en relación con el Dólar puede incrementar o reducir tanto los costos financieros como el monto vigente del endeudamiento de la Compañía cuando este se expresa en Pesos. Durante el año 2010 y 2012, ECOPETROL no incurrió en deuda de largo plazo denominada en Dólares. Durante el año 2011, se obtuvieron \$3.500 millones de dólares y \$80 millones de dólares a través de Reficar y Propilco respectivamente, ambas subsidiarias de ECOPETROL.

La información financiera suministrada a continuación para el primer trimestre 2013 y 2012 se basa en los Estados Financieros No Auditados de ECOPETROL para este período.

## **6.2. Comportamiento de los Ingresos Operacionales**

La siguiente tabla presenta las ventas en volumen de ECOPEPETROL al primer trimestre de 2013 y 2012:

<b>Ventas Totales</b>	<b>mar-13</b>	<b>mar-12</b>	<b>Cambio %</b>
<b>Ventas Locales</b>	<b>(kbpde)</b>		
Crudo	22,9	8,2	179,3%
Gas Natural	59,9	57,5	4,2%
Gasolinas	70,6	66,2	6,6%
Destilados Medios	111,1	108,1	2,8%
GLP y Propano	14,2	16,3	-12,9%
Combustóleo	1,9	2,3	-17,4%
Industriales y Petroquímicos	11,9	14,2	-16,2%
<b>Total Ventas Locales</b>	<b>292,5</b>	<b>272,8</b>	<b>7,2%</b>
<b>Exportaciones</b>			
Crudo	432,8	441,5	-2,0%
Productos	56,3	53,6	5,0%
Gas Natural	21,6	29,1	-25,8%
<b>Total Exportaciones</b>	<b>510,7</b>	<b>524,2</b>	<b>-2,6%</b>
<b>Volumen Zona Franca</b>			
Crudo	76,0	68,6	10,8%
Productos	3,0	2,9	3,4%
Gas Natural	3,2	2,0	60,0%
<b>Total Zona Franca</b>	<b>82,2</b>	<b>73,5</b>	<b>11,8%</b>
<b>Ventas Totales</b>	<b>885,4</b>	<b>870,5</b>	<b>1,7%</b>

*Mercado en Colombia (42% de las ventas totales en el primer trimestre de 2013, 33% excluyendo las ventas a Zona Franca: Reficar y Celsia):*

El aumento en el volumen de ventas locales en el primer trimestre de 2013 se explica principalmente por el efecto neto de:

1) Mayores volúmenes de venta local de los siguientes productos:

- Crudos: aumento de las ventas locales para mezclas de combustibles marinos.
- Gas natural: mayores ventas por: 1) incremento en la demanda debido a la incorporación de nuevos clientes en los sectores térmico e industrial, y 2) mayor oferta a partir de Diciembre de 2012 por la entrada de la planta de Cupiagua.
- Gasolinas: mayor demanda de los mayoristas para incrementar sus inventarios.
- Destilados Medios: mayores requerimientos de diesel para generación eléctrica y para abastecimiento del mercado de Norte de Santander por reducción en la disponibilidad del producto importado en zona de frontera.

2) Menores volúmenes de venta local de los siguientes productos:

- GLP y Propano: disminución en la demanda debido a: 1) sustitución del producto por entrada en operación de gas natural en áreas rurales; y 2) extensión de la red de gas natural en los departamentos del Cauca y Valle.
- Petroquímicos e Industriales: 1) menores ventas de asfalto por desaceleración de la demanda en Colombia y 2) menores ventas de aromáticos por menor disponibilidad de productos.

*Mercado internacional (58% de las ventas totales en el primer trimestre de 2013, 67% incluyendo ventas a Zona Franca: Reficar y Celsia):*

La disminución en el volumen exportado por ECOPETROL durante el primer trimestre de 2013 se explica principalmente en:

- Gas natural: menor disponibilidad de gas Guajira para la exportación, pues se destinó por parte de ECOPETROL a la atención de la alta demanda térmica en Colombia.
- Crudo: menor disponibilidad en capacidad de transporte en el sistema Ocesa.

Sin embargo, los volúmenes de ventas a Zonas Francas aumentaron debido a:

- Mayores ventas de gas atendiendo la demanda de un cliente del sector térmico, así como los mayores requerimientos de Reficar.
- Mayores ventas de crudo a Reficar.

A continuación se presenta el resumen de los principales destinos de las exportaciones de crudos y productos de Ecopetrol (no incluye las exportaciones de gas natural a Venezuela ni volúmenes comercializados a Hocol y otras compañías). Se destaca el aumento de ventas de crudos al Lejano Oriente, así como de productos al Caribe:

#### Exportaciones por destino-Crudos

Destino	mar-13	mar-12
Costa del Golfo de EE.UU	41,80%	48,20%
Lejano Oriente	36,00%	19,80%
Europa	7,60%	7,10%
America Central	6,60%	1,70%
Sur América	3,70%	6,00%
Costa Oeste EE.UU	2,20%	12,20%
Costa Atlántica EE.UU	1,30%	4,30%
Caribe	0,80%	0,70%

#### Exportaciones por destino-Productos

	mar-13	mar-12
Caribe	75,50%	40,10%
Costa Atlántica EE.UU	16,30%	28,80%
Lejano Oriente	6,90%	16,50%
America Central	1,30%	0,70%
Costa Oeste EE.UU	0,00%	0,30%
Costa del Golfo de EE.UU	0,00%	13,60%

La siguiente tabla presenta los ingresos de ECOPETROL en millones de Pesos para el primer trimestre de 2013 y 2012:

	Marzo 2013	Marzo 2012
<b>Ventas nacionales</b>		
Destilados medios	2.280.601	2.171.676
Gasolinas	1.295.678	1.214.336
Servicios	385.650	368.719
Gas Natural	251.051	239.877
Otros productos	313.064	325.764
G.L.P. y propano	87.280	152.830
Asfaltos	79.634	100.396
Crudos (1)	245.536	108.232
	<b>4.938.494</b>	<b>4.681.830</b>
Reconocimiento diferencial precios (2)	175.605	283.673

	<u>5.114.099</u>	<u>4.965.503</u>
<b>Ventas al exterior</b>		
Crudos (1)	8.617.947	9.343.605
Combustóleo	822.236	865.610
Gas Natural (1)	136.122	166.782
Gasolinas y turbocombustible	8.530	57.724
Propileno	50.286	36.192
Otros productos	8.679	9.887
Diesel	13.914	0
	<u>9.657.714</u>	<u>10.479.800</u>
<b>Total ingresos</b>	<u>14.771.813</u>	<u>15.445.303</u>

- (1) Desde el año 2010, las ventas de crudo y gas natural a la Refinería de Cartagena y propileno a Comai se vienen registrando por parte de ECOPETROL como ventas al exterior por originarse en zona franca. ECOPETROL ha registrado en el año 2013 ventas de crudo por COP\$1.342.141, gas natural por COP\$17.106, GLP y propileno por COP\$50.286.
- (2) Corresponde a la aplicación del Decreto 4839 de Diciembre de 2008 que definió el procedimiento para el diferencial de precios (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, que puede ser positivo o negativo).

Los **ingresos operacionales** del primer trimestre de 2013 disminuyeron 4.4% (-COP\$674 millardos) frente al mismo periodo de 2012, por efecto de:

- Reducción de 5.7% en el promedio de precios (-US\$ 6,0/Bl): -COP\$865 millardos
- Aumentos en:
  - Volúmenes de venta nacional de crudo (+14.8 kbpd): +COP\$93 millardos
  - Exportaciones (vendidas con una mayor tasa de cambio COP/USD): +COP\$71 millardos.
  - Servicios (principalmente industriales y transporte): +COP\$27 millardos.

### 6.3. Costos de Venta, Gastos Operacionales, Costos de Financiamiento, Impuestos y Utilidad Neta

#### 6.3.1 Costos y Gastos de Operación

La siguiente tabla presenta los costos variables, costos fijos y gastos operativos al primer trimestre de 2013 y 2012:

Millones de Pesos de COP\$	<u>mar-13</u>	<u>mar-12</u>	Cambio %
Costos Variables	6.623.305,0	6.436.365,0	2,9%
Costos Fijos	1.888.893,0	1.530.414,0	23,4%
<b>Total Costo Ventas</b>	<u>8.512.198,0</u>	<u>7.966.779,0</u>	<b>6,8%</b>
<b>Gastos Operativos</b>	<u>591.660,0</u>	<u>659.845,0</u>	<b>(10,3%)</b>

El **costo de ventas** del primer trimestre de 2013 creció 6.8% frente al mismo periodo de 2012, como resultado de aumentos en los costos variables y fijos los cuales se explican a continuación:

- **Costos variables:** aumento de 2.9% como resultado de:
  - Mayor costo de transporte de hidrocarburos debido a la aplicación del nuevo modelo del centro de beneficio con las tarifas del Ministerio de Minas y Energía en Ocesa: aumento de COP\$218 millardos.

- Mayor volumen importado de productos para cumplir con las especificaciones de calidad del diesel en Colombia y para recuperar los inventarios estratégicos de gasolina: aumento de COP\$81 millones.
- Mayor costo de amortización y agotamiento de las inversiones petrolíferas como resultado de capitalizaciones de inversiones y mayor producción: aumento COP\$78 millones.
- **Costos fijos:** aumento de 23.4% como consecuencia de:
  - Incremento de la ejecución de servicios contratados por una mayor actividad en el subsuelo y por la disposición de agua e incremento del BSW (factor de corte de agua y sedimentos) especialmente en los campos de Rubiales y Quifa: aumento de COP\$98 millones.
  - Continuidad del programa de mantenimientos para el aseguramiento de la infraestructura de transporte (programa que va hasta el año 2016) y de los sistemas de bombeo de pozos en Chichimene y Castilla: aumento de COP\$74 millones.
  - Mayores costos (que serán permanentes) por efecto de la Reforma Tributaria debido a que productos como gasolinas, diesel y asfalto pasaron de ser gravados con IVA a excluidos de IVA (lo que genera que el IVA pagado en la cadena de producción de estos bienes se constituya en un mayor costo, puesto que a partir de 2013 no se puede descontar del impuesto de renta): aumento de COP\$52 millones.
  - Mayores costos laborales por: 1) crecimiento en planta de personal, 2) acciones de compensación y competitividad; y 3) incremento salarial a partir de Julio 1 de 2012: aumento de COP\$47 millones.

Los **gastos operativos** disminuyeron 10.3% en el primer trimestre frente al mismo periodo de 2012, principalmente por:

- Menor gasto de provisión por concepto de conmutación pensional: disminución de COP\$74 millones.
- Menores gastos exploratorios: disminución de COP\$59 millones.
- Aumento en el valor de los convenios para la protección y vigilancia de los sistemas de transporte y de la infraestructura: disminución de COP\$57 millones.

### 6.3.2 Ingresos (gastos) Financieros

En millones de Pesos:

	<u>mar-13</u>	<u>mar-12</u>
Ingresos Financieros	819.014	1.259.336
Gastos Financieros	(590.878)	(1.434.472)
Gasto de intereses	(85.740)	(55.609)
Ingresos No Financieros	50.293	71.228
Egresos No Financieros	(717.835)	(688.932)
Resultados en sociedades	153.679	443.964

La utilidad acumulada por diferencia en cambio a Marzo de 2013 fue de COP\$48.616, principalmente por efecto de la devaluación del Peso. La variación acumulada de la tasa a Marzo de 2013 fue de 3,62%. A Marzo de 2012 se presentó una pérdida de COP\$361.139 producto de la revaluación acumulada de -7,80%, lo que representa, con respecto a Marzo de 2013, una menor pérdida de COP\$409.755.

Los resultados de las operaciones de cobertura al 31 de Marzo de 2013 incluidos tanto en ingresos como en gastos financieros corresponden a derivados por tasa de cambio.

### 6.3.3 Gasto de Jubilados

El siguiente es un detalle de los gastos de jubilados a 31 de Marzo de 2013:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Marzo 2012</b>
Amortización cálculo actuarial y pensiones (1)	87.433	88.061
Servicios de salud	53.835	45.244
Servicios de educación	22.575	22.348
	<b>163.843</b>	<b>155.653</b>

- (1) A Diciembre de 2012 se actualizó el estudio de cálculo actuarial. Los cálculos actuariales de salud y educación fueron preparados aplicando las tablas de mortalidad actualizadas en 2010 y utilizando una tasa de interés técnico del 4.8%. Para estimar el valor de las prestaciones futuras de estos conceptos se utilizó un incremento del 4.755% correspondiente a la inflación del 2012 más un porcentaje adicional de 1.5%, teniendo en consideración el crecimiento real de la Compañía.

### 6.3.1.1. Planes Pensionales y Otros Beneficios

Por virtud del Acto Legislativo 01 de 2005, sancionado por el Congreso de la República, el 31 de Julio de 2010, expiraron en Colombia los regímenes de pensiones exceptuados del Sistema General de Seguridad; de acuerdo con lo allí establecido, el pronunciamiento jurídico del Ministerio de la Protección Social sobre la materia y el análisis de los asesores laborales de ECOPETROL, se concluyó que quienes antes del 1º de Agosto de 2010 cumplieron los requisitos de edad y tiempo de servicio, continuo o discontinuo, exigidos por la ley, la Convención Colectiva de Trabajo vigente y/o el Acuerdo 01 de 1977, consolidaron su derecho a la pensión; mientras que los demás trabajadores que no quedaron cubiertos ingresan obligatoriamente al Sistema General de Pensiones y será la administradora de pensiones (Colpensiones, Fondo Privado de Pensiones o el que corresponda) escogida por el trabajador, la encargada de reconocer y pagar la respectiva pensión.

La determinación del gasto y el pasivo relacionado con pensiones y otros beneficios de retiro requiere del uso de ciertos supuestos actuariales. Entre ellos se incluye el número de empleados activos con contratos a término indefinido, el número de retirados y sus herederos, los beneficios de pensión, los gastos de salud y educación, el número de empleados temporales que permanecerán hasta su retiro, los planes voluntarios de pensiones y bonos pensionales. Estos supuestos actuariales incluyen estimados de expectativa de vida, retiros, cambios en la compensación y tasa de descuento para reflejar el valor del dinero en el tiempo. Estos supuestos actuariales incluyen estimaciones de la tasa de mortalidad futura, retiros, cambios en las compensaciones y tasa de descuento para reflejar el valor del dinero en el tiempo. Estos supuestos son revisados al menos una vez al año y pueden diferir materialmente de los resultados reales debido a cambios en las condiciones económicas y de mercado, en la regulación aplicable, fallos judiciales, modificaciones en las tasas de retiros o en las expectativas de vida de los participantes.

Mediante la Resolución 1555 del 30 de julio 2010, la Superintendencia Financiera reemplazó las Tablas de Mortalidad utilizadas en la elaboración de los cálculos actuariales y estableció que el efecto del cambio en las mismas podría reconocerse en forma gradual. Posteriormente, el Decreto 4565 del 7 de Diciembre de 2010, modificó las normas contables sobre amortización del cálculo actuarial vigentes hasta esa fecha. Conforme al nuevo decreto, las compañías que al 31 de Diciembre de 2009 tenían amortizado el 100% de su cálculo actuarial, podrán amortizar de manera gradual el incremento en el cálculo actuarial de 2010 utilizando las nuevas Tablas de Mortalidad, hasta el año 2029.

A partir de lo anterior, durante el año 2010, ECOPETROL modificó su política contable de amortización del cálculo actuarial de mesadas pensionales, cuotas partes y bonos pensionales (pasivo conmutado) y de salud; y adoptó un plazo de 5 años a partir de 2010 para amortizar el incremento en el cálculo actuarial de 2010.

ECOPETROL considera que los supuestos usados para calcular las obligaciones pensionales son razonables, basados en criterios de experiencia y condiciones de mercado.

### 6.3.4 Impuestos

El impuesto de renta cargado al gasto comprende:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
Impuesto de renta corriente	6.779.094	6.560.992
Impuesto de renta de periodos anteriores	0	28.312
Impuesto de renta diferido Débito	0	12.161
Impuesto de renta diferido Crédito	0	(48.781)
<b>Total</b>	<b>6.779.094</b>	<b>6.552.684</b>

#### Precios de Transferencia.

A partir del 2004, los contribuyentes del impuesto de renta que hubieren celebrado operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior y/o con residentes en países considerados paraísos fiscales, están obligados a determinar para efectos del impuesto de renta y complementarios sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, y sus activos y pasivos, considerando para estas operaciones los precios y márgenes de utilidad denominados de mercado. Con base en el concepto de los asesores externos de la Compañía, para el año gravable 2013 no se prevén cambios significativos relacionados con el cumplimiento del principio de plena competencia consagrado en el artículo 260-1 del Estatuto Tributario, ni se prevén ajustes en la determinación del gasto por impuesto de renta para dicho año.

#### Impuesto al Patrimonio

Conforme con lo establecido por la Ley 1370 de 2009, el 1 de Enero de 2011, por una sola vez debió causarse el valor del impuesto al patrimonio pagadero en ocho cuotas iguales, durante los años 2011, 2012, 2013 y 2014, dentro de los plazos que establezca el Gobierno Nacional.

Con base en lo anterior y, en atención a los decretos de manejo contable, ECOPETROL reconoció el valor del impuesto al patrimonio por pagar y el correspondiente cargo a resultados por el valor proporcional correspondiente a 2011 y 2012. El saldo pendiente por pagar fue registrado como un cargo diferido amortizable durante los años siguientes.

#### Reforma Tributaria

El Congreso de la República promulgó la Ley 1607 del 26 de Diciembre de 2012 que introduce importantes reformas al sistema tributario colombiano, principalmente:

- La tarifa del impuesto de renta se reduce del 33% al 25% a partir del año 2013 y se crea el impuesto de renta para la equidad (CREE), con tarifa del 9% entre 2013 y 2015 y del 8% a partir de 2016; la depuración que se realiza a la base para determinar este impuesto, contiene algunas diferencias con respecto a la que se efectúa para propósitos del impuesto de renta ordinaria.
- Los contribuyentes del impuesto para la equidad no están obligados a pagar los aportes al SENA e ICBF para los empleados que ganen menos de 10 salarios mínimos mensuales; esta exoneración será extensiva para los aportes al régimen contributivo de salud a partir del primero de Enero de 2014.
- Se define el concepto de establecimiento permanente, que se entiende como un lugar fijo mediante el cual una empresa extranjera desarrolla negocios en el país.
- Se modifica la forma de calcular las utilidades gravadas y no gravadas para las sociedades que distribuyen utilidades a sus socios o accionistas.
- Se introducen nuevas reglas sobre el régimen de precios de transferencia. Entre otras, se amplía su ámbito de aplicación a las operaciones con vinculados económicos ubicados en zonas francas y se regulan algunas operaciones de los contribuyentes con entidades extranjeras vinculadas a un establecimiento permanente en Colombia y en el exterior.

#### **6.3.5 Utilidad Neta**

La utilidad neta de Ecopetrol S.A. en el primer trimestre de 2013 fue de \$3,495,681 millones de Pesos, equivalente a \$85.02 Pesos por acción. La utilidad en el primer trimestre de 2013 disminuyó 19,5%

respecto al primer trimestre de 2012, principalmente debido a la disminución en precios respecto al mismo periodo del año anterior y el incremento de los costos.

#### 6.4 Impacto de la Inflación y de las fluctuaciones en el tipo de cambio

##### Impacto de la Inflación en los estados financieros.

Los estados financieros de ECOPETROL han sido preparados de acuerdo con las provisiones de la Contaduría General de la Nación (CGN) para reconocer el efecto de la Inflación en las partidas no monetarias del balance general hasta 2001, incluyendo el patrimonio. La CGN autorizó a ECOPETROL a no aplicar los ajustes por Inflación desde enero 1 de 2002 en adelante.

La ganancia por inflación corresponde a la amortización neta de la corrección monetaria diferida por valor de \$5.367 para el año 2012. En 2013 no se presenta ya que esta amortización finalizó en Diciembre de 2012.

##### Variaciones en la Tasa de Cambio

La apreciación o revaluación del Peso, particularmente referente al Dólar, tiene múltiples efectos en los resultados financieros de la Compañía. Conforme a las normas colombianas, el resultado de ECOPETROL se expresa en Pesos, y mantiene los registros financieros en Pesos.

Casi la totalidad de las exportaciones de ECOPETROL de crudo, gas natural y productos refinados se pagan en Dólares a precios determinados con base en referentes internacionales.

Durante 2012, 2011 y 2010, el Peso se ha apreciado en promedio 2,7%, 2,6% y 12,0% respectivamente frente al Dólar. Si el Peso se aprecia frente al Dólar, los ingresos de las exportaciones se reducen cuando se expresan en Pesos. La apreciación del Peso también se traduce en menores costos de los productos, servicios contratados y prestados en el exterior que están denominados en Dólares.

El efecto contrario ocurre cuando el Peso se deprecia frente al Dólar, en cuyo caso los ingresos de las exportaciones aumentan cuando se expresan en Pesos. Los bienes importados, sin embargo, incluidos los servicios importados denominados en Dólares, en la misma línea se incrementarán.

Similarmente, cuando ECOPETROL incurre en deuda denominada en Dólares, una apreciación o depreciación del Peso en relación con el Dólar puede incrementar o reducir tanto los costos financieros como el monto vigente del endeudamiento de la Compañía cuando este se expresa en Pesos. Durante el año 2010 y 2012, ECOPETROL no incurrió en deuda de largo plazo denominada en Dólares. Durante el año 2011, se obtuvieron \$3.500 millones de dólares y \$80 millones de dólares a través de Reficar y Propilco respectivamente, ambas subsidiarias de ECOPETROL.

#### 6.5 Préstamos e Inversiones en Moneda Extranjera

Las operaciones y saldos en moneda extranjera se convierten a la tasa de cambio representativa del mercado certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia.

Al 31 de Marzo de 2013 y 31 de Diciembre de 2012, los estados financieros no consolidados adjuntos incluyen los siguientes activos y pasivos denominados en moneda extranjera (que se convierten a Pesos a las tasas de cambio de cierre, \$1.832.2 y \$1.768.23 por US\$1,0 respectivamente).

	Marzo 2013		Diciembre.2012	
	Miles de dólares	Millones de pesos equivalentes	Miles de dólares	Millones de pesos equivalentes
Activos				
Efectivo y Equivalentes de efectivo	545.755	999.933	411.089	726.901
Inversiones	7.390.731	13.541.297	7.697.377	13.610.733
Cuentas y documentos por cobrar	1.300.407	2.382.606	1.309.458	2.315.424
Anticipos, avances y depósitos	104.834	192.077	73.214	129.459

Otros Activos	257.461	471.720	7.832	13.849
	9.599.188	17.587.633	9.498.970	16.796.366
<b>Pasivos</b>				
Obligaciones Financieras	1.521.286	2.787.301	1.549.880	2.740.545
Pasivos estimados y provisiones	14.720	26.971	14.720	26.029
Cuentas por pagar y vinculados	1.229.633	2.252.933	1.437.214	2.541.324
Otros Pasivos	261.223	478.613	278.634	492.689
	3.026.862	5.545.818	3.280.448	5.800.587
<b>Posición neta activa</b>	<b>6.572.326</b>	<b>12.041.815</b>	<b>6.218.522</b>	<b>10.995.779</b>

### 6.6 Restricciones Acordadas con las Subordinadas para Transferir Recursos a la Sociedad

A 31 de Marzo de 2013, ECOPETROL no tenía ninguna restricción acordada con ninguna de sus subordinadas para transferir recursos a la Compañía.

### 6.7 Información Sobre el Nivel de Endeudamiento

Al primer trimestre de 2013, ECOPETROL tenía endeudamiento financiero por un total de \$5.5 billones de Pesos, de los cuales \$452 millardos corresponden a endeudamiento de corto plazo. Ver punto 5.17 del presente Prospecto.

### 6.8 Información Sobre los Créditos o Deudas Fiscales que el Emisor Mantenga en el Último Ejercicio Fiscal

La siguiente tabla presenta los impuestos, contribuciones y tasas por pagar de ECOPETROL a 31 de Marzo de 2013 y a Diciembre de 2012:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Impuesto Corriente:</b>		
Renta y complementarios	6.779.094	6.560.992
Impuesto Nacional a la Gasolina y sobretasa a la gasolina (1)	204.657	0
Impuesto Global (2)	0	135.266
A las ventas por pagar	(36.849)	0
Patrimonio	476.494	476.494
Impuesto de Industria y comercio y otros menores (1)	17.514	4.689
	<b>7.440.910</b>	<b>7.177.441</b>
<b>No corriente:</b>		
Impuesto al patrimonio	476.494	476.494
	<b>476.494</b>	<b>476.494</b>
<b>Total impuestos</b>	<b>7.917.404</b>	<b>7.653.935</b>

- (1) Con la entrada en vigencia de la Ley 1607 de 2012, a partir del mes de Enero de 2013 se eliminó el impuesto global y se estableció el Impuesto Nacional a la Gasolina y ACPM.
- (2) Estos impuestos se generan por la venta y/o retiro de gasolina corriente, extra y ACPM y la aplicación de las tarifas establecidas por el Ministerio de Minas y Energía. Los fondos recaudados se giran a favor de la Dirección del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y/o los entes territoriales.

### 6.9 Explicación de los Cambios Importantes Ocurridos en las principales cuentas del Balance del Último Ejercicio

La siguiente tabla presenta las principales cuentas del Balance General de ECOPETROL al primer trimestre de 2013 y Diciembre 2012. Esta tabla debe leerse conjuntamente con los Estados Financieros de ECOPETROL y sus respectivas notas.

millones de pesos colombianos \$	<b>mar-13</b>		<b>dic-12</b>		<b>Cambio %</b>
Activos Corrientes	\$	17.479.763	\$	17.910.102	-2,4%
Activos No corrientes	\$	82.887.274	\$	82.737.878	0,2%
<b>Total Activos</b>	<b>\$</b>	<b>100.367.037</b>	<b>\$</b>	<b>100.647.980</b>	<b>-0,3%</b>
Pasivos Corrientes	\$	27.176.050	\$	19.496.681	39,4%
Pasivos LargoPlazo	\$	16.046.834	\$	15.892.787	1,0%
<b>Total Pasivos</b>	<b>\$</b>	<b>43.222.885</b>	<b>\$</b>	<b>35.389.468</b>	<b>22,1%</b>
<b>Patrimonio de los Accionistas</b>	<b>\$</b>	<b>57.144.153</b>	<b>\$</b>	<b>65.258.512</b>	<b>-12,4%</b>

Nota: algunas cifras del año 2012 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2013

En el primer trimestre de 2013 los **activos** se redujeron en COP\$281 millardos debido principalmente a las variaciones en el activo corriente, que terminó con menores excedentes de tesorería debido a los pagos efectuados durante el periodo por: 1) COP\$3,915 millardos por concepto de dividendos de 2011 a la Nación, y 2) la primera cuota del impuesto de renta de 2012 por COP\$1,583 millardos.

Al cierre de Marzo de 2013, el **pasivo** representó el 43.1% del total de los activos. Las principales variaciones se presentaron en los pasivos corrientes por: 1) cuenta por pagar de dividendos de 2012 por COP\$11,965 millardos; y 2) el incremento de COP\$218 millardos en la provisión para obligaciones fiscales (impuesto de renta) la cual ascendió a COP\$6,779 millardos.

Las obligaciones financieras por COP\$5,511 millardos representaban el 5.4% del activo total y el 12.7% del pasivo total.

El **patrimonio** ascendió a \$57,144,153 millones de Pesos a Marzo de 2013 frente a \$65,258,512 millones de Pesos al cierre de 2012. Esta disminución obedeció principalmente a la causación de los dividendos de acuerdo con la distribución de utilidades de 2012 por COP\$11.965 millardos, compensado con las utilidades generadas en el trimestre por COP\$3,496 millardos.

## **7. ESTADOS FINANCIEROS**

Los Estados Financieros no Consolidados de ECOPETROL S.A. para el 31 de Marzo de 2013 y 2012, para los años terminados el 31 de Diciembre de 2012 y 2011 y para los años terminados el 31 de Diciembre de 2011 y 2010; y los Estados Financieros Consolidados de ECOPETROL S.A. para los años terminados el 31 de Diciembre de 2012 y 2011 y para los años terminados el 31 de Diciembre de 2011 y 2010, se presentan como anexo a este documento.

## 8. INFORMACIÓN SOBRE RIESGOS DEL EMISOR

Riesgos relacionados con el clima político colombiano y regional

### 8.1. Factores Macroeconómicos que afecten la rentabilidad del valor que se ofrece

*ECOPETROL depende sustancialmente en los precios internacionales del crudo y sus productos refinados, y los precios para estos productos son volátiles. Una reducción drástica en dichos precios podría afectar adversamente los prospectos de negocio y resultados de operación.*

El precio del crudo ha fluctuado tradicionalmente como resultado de varios factores, incluyendo, entre otros, los siguientes:

- La competencia dentro de la industria del petróleo y el gas natural;
- Cambios en los precios internacionales de gas natural y productos refinados;
- Cambios a largo plazo en la demanda del crudo, gas natural y productos refinados;
- Cambios regulatorios;
- Niveles de inventarios;
- Aumento en el costo de capital;
- Condiciones económicas adversas;
- Crisis financieras globales o regionales, como la crisis global financiera del año 2008;
- Desarrollo de nuevas tecnologías;
- Eventos económicos y políticos, especialmente en el Medio Oriente y en otros lugares con alta producción de crudo;
- La voluntad y capacidad de la OPEP y sus miembros para establecer niveles de producción y precios;
- Demanda y oferta local y global de crudo, productos derivados del petróleo y gas natural;
- Actividad comercial en petróleo y gas natural y operaciones en instrumentos financieros derivados relacionados con petróleo y gas natural;
- Desarrollo y disponibilidad de energías alternativas;
- Condiciones climáticas;
- Eventos naturales ó desastres;
- Terrorismo y conflictos armados.

A Diciembre 2012, cerca del 96% de los ingresos de ECOPETROL fueron obtenidos de la venta de crudo, gas natural y productos refinados. La mayoría de precios para productos desarrollados y comercializados por ECOPETROL son referenciados en Dólares de los Estados Unidos de América, y las fluctuaciones en la Tasa de Cambio Dólar/Peso tienen un impacto directo en los estados financieros que son denominados en Pesos.

Una importante y sostenida caída en los precios del crudo podría tener un impacto negativo en los resultados operacionales y financieros de ECOPETROL. Además, la reducción en los precios

internacionales del crudo podría generar un retraso o cambio en el plan de gastos de capital, particularmente retrasando actividades de exploración y desarrollo de actividades, demorando la incorporación de reservas y afectando los flujos de caja futuros.

***Compañías operando en Colombia, incluido ECOPETROL, están sujetas al clima general de inversiones en Colombia y a las condiciones económicas predominantes del mercado colombiano, las cuales podrían ser menos estables que aquellas condiciones económicas predominantes de países desarrollados***

El precio de mercado de los valores emitidos por compañías colombianas, incluido ECOPETROL, se encuentran sujetos a las condiciones económicas predominantes en Colombia. Una alta proporción de los activos y operaciones de ECOPETROL se encuentran localizados en Colombia, y la mayoría de las ventas se derivan actualmente de la producción de crudo y gas natural y la producción de las refinerías localizadas en el país. En consecuencia, la condición financiera y resultados de la operación de ECOPETROL dependen significativamente de las condiciones macroeconómicas y políticas imperantes de tiempo en tiempo en Colombia y de la tasa de cambio entre el Peso y el Dólar.

En el pasado, el crecimiento económico en Colombia ha sido afectado de manera negativa por bajas en la inversión extranjera directa, elevados índices de Inflación y la percepción de inestabilidad política.

La inversión y el clima de seguridad en el país seguirán estando ligados a los resultados y el desempeño de las políticas del Presidente Juan Manuel Santos en materia económica, de seguridad y social y cómo son percibidas por los inversionistas extranjeros. Desde su elección en 2011, el Presidente Juan Manuel Santos ha continuado con las políticas dirigidas al aumento de la inversión extranjera en Colombia, así como para mejorar las relaciones con los países vecinos, generando una estabilidad económica para Colombia. En 2012, el producto interno bruto de Colombia aumentó un 4% debido principalmente a un incremento del 5.9% en la producción de minería y petróleo. En 2011, el producto interno bruto de Colombia aumentó un 6.6% debido principalmente a un incremento del 14.4% en la producción de minería y petróleo.

Si la percepción de una mejora integral en la seguridad del país cambia o las tasas de inversión extranjera directa declinan, la economía colombiana puede enfrentarse a un decrecimiento que podría afectar de manera negativa la condición financiera y resultados de la operación de ECOPETROL. Adicionalmente, el precio de mercado de las acciones y los “American Depositary Shares” ó “ADSs” de ECOPETROL, podrían verse afectados adversamente por cambios en las políticas gubernamentales, particularmente aquellos que afectan el crecimiento económico, los tipos de cambio, tasas de interés, Inflación e impuestos. A lo largo del tiempo el Gobierno Nacional ha cambiado las políticas monetarias, fiscales, impositivas, laborales y de otras diversas índoles. En consecuencia, ha influenciado el desempeño de la economía colombiana. ECOPETROL no puede controlar el alcance y la duración de las intervenciones del Gobierno Nacional y sus políticas.

***Desarrollos adversos de la economía global dirigidos a restringir los mercados de crédito pueden impactar material y negativamente el negocio de ECOPETROL, el resultado de sus operaciones y su situación financiera***

La desaceleración de las mayores economías mundiales en los últimos años y las restricciones a los mercados de crédito han aumentado, y pueden continuar aumentando el número de riesgos materiales para el negocio de ECOPETROL, sus resultados de operaciones y situación financiera, al igual que sus futuras previsiones. La continua debilidad e incertidumbre en relación con las condiciones económicas globales, y en particular las condiciones económicas en los Estados Unidos de América, puede ocasionar que las empresas pospongan el gasto en respuesta a créditos más estrictos, noticias financieras negativas o disminuciones en los ingresos y valor de los activos, lo cual puede tener un efecto material adverso en la demanda de bienes y en el comercio internacional, que a su vez, lleve a afectar adversamente la demanda por los productos de ECOPETROL. Por ejemplo, los recientes desafíos que enfrenta la Unión Europea para estabilizar las economías de ciertos de sus estados miembros, tales como Chipre, Grecia, Irlanda, Italia, Portugal y España han tenido repercusiones internacionales afectando la estabilidad global de los mercados financieros, obstaculizando las economías a lo largo del mundo. Varios miembros de la Unión Europea están afrontando estos problemas con controversiales medidas de austeridad. Si las medidas de política monetaria de la Unión Europea son insuficientes para restaurar la confianza y estabilidad de los mercados financieros, cualquier recuperación de la economía global, incluyendo las economías de los

Estados Unidos de América y la Unión Europea, podría verse obstaculizada o revertida, afectando negativamente el negocio de ECOPETROL, sus resultados de operación y situación financiera. Adicionalmente, se pueden presentar un número de efectos derivados de estos desarrollos económicos y tendencias económicas negativas que afecten el negocio de ECOPETROL, incluidos la insolvencia de los clientes, la disminución de la demanda, disminución de la liquidez de los clientes debido a mercados de crédito más estrictos y la disminución en la capacidad de los clientes de cumplir sus obligaciones de pago.

Los recientes problemas económicos que afectan al sistema bancario y los mercados financieros y la incertidumbre reciente de la situación económica mundial ha dado lugar a una serie de efectos adversos, incluidos, la tensión en los mercados de crédito, un bajo nivel de liquidez en muchos mercados financieros, la volatilidad extrema del crédito, los valores, la moneda y los mercados de renta fija, la inestabilidad en el mercado de valores y una alta tasa de desempleo.

Los mercados financieros se han visto también afectados por las preocupaciones surgidas respecto de la política fiscal de los Estados Unidos de América, al igual que el déficit federal y el techo de la deuda del gobierno federal. Estas preocupaciones han reabierto las discusiones relacionadas con la potencial reducción o baja en la calificación de crédito de la deuda soberana a largo plazo de los Estados Unidos de América.

Cualquier acción adoptada por el gobierno federal de los Estados Unidos de América en relación con el techo de la deuda o el déficit federal o cualquier medida o amenaza de acción por parte de las agencias calificadoras, puede afectar significativamente la economía y mercados financieros globales y de los Estados Unidos de América, que podría llevar a una recesión de la economía. El negocio de ECOPETROL está cercanamente ligado a las condiciones generales de la economía de los Estados Unidos de América, de Colombia y de otros países latinoamericanos, y en consecuencia, cualquier desaceleración de la economía puede tener efectos materiales adversos en los negocios, situación financiera y resultados de la operación de ECOPETROL.

***La capacidad de ECOPETROL para acceder al crédito y los mercados de capital en términos favorables para obtener financiamiento para los proyectos de capital puede ser limitada debido al deterioro de los mercados y a las autorizaciones que ECOPETROL debe solicitar para incurrir en endeudamiento financiero***

ECOPETROL espera llevar a cabo importantes inversiones en capital y operaciones con el fin de cumplir con las metas corporativas establecidas en el plan estratégico de la Compañía. La capacidad de ECOPETROL para financiar estas inversiones depende de la capacidad de acceder al capital necesario en los mercados locales e internacionales. Durante los últimos años los mercados financieros domésticos y globales, junto con las condiciones económicas han presentado debilitamiento y volatilidad que ha contribuido a un deterioro sustancial de los mercados de deuda y de capitales. Una nueva crisis financiera o la extensión de la crisis actual de deuda soberana Europea podrían igualmente dificultar el acceso a mercados internacionales de capital para ECOPETROL y sus filiales afectando el proceso de financiación de las inversiones en capital y operaciones en el futuro en términos aceptables para ECOPETROL. Estas condiciones, junto con las pérdidas significativas generadas en el sistema financiero y los precios ajustados al riesgo de crédito, podrían dificultar la obtención de recursos para cubrir las necesidades de capital en términos favorables. En consecuencia, ECOPETROL podría incurrir en revisiones de tiempo y alcance de los proyectos, producto de una necesidad de adaptarse a las condiciones económicas y de mercado existentes, o acceder a los mercados financieros en términos menos favorables, en consecuencia afectando negativamente los resultados de la operación y situación financiera de ECOPETROL.

Adicionalmente, bajo la legislación aplicable, el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, debe autorizar todo el endeudamiento de las entidades estatales y las compañías controladas por la Nación mediante una participación mayoritaria en el capital social. En consecuencia, siendo la Nación el accionista mayoritario, el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, debe autorizar todas las operaciones de endeudamiento de ECOPETROL y sus Filiales, excepto por aquellas entidades en las que ECOPETROL tenga una participación minoritaria o en el caso de las compañías extranjeras. En este sentido, al estar el endeudamiento de la Compañía sujeto a los plazos y políticas del Gobierno Nacional, ECOPETROL no puede garantizar que dichas autorizaciones serán otorgadas ni tampoco si las mismas se harán con la oportunidad requerida.

***Los intereses del accionista mayoritario de ECOPETROL pueden ser diferentes de aquellos de los accionistas minoritarios***

La Ley 1118 de 2006 exige que la Nación mantenga la mayoría del capital social de la Compañía. La Nación actualmente posee una participación de 88.49% del capital suscrito de la sociedad. La Nación, como accionista mayoritario de ECOPETROL, posee el control para elegir la mayoría de los miembros de Junta Directiva. La Nación puede proponer y tomar decisiones que no necesariamente pueden beneficiar a los accionistas minoritarios.

Adicionalmente, la Nación a través de sus derechos mayoritarios de voto, puede aprobar dividendos en la Asamblea General de Accionistas de ECOPETROL, sin perjuicio de los intereses de los accionistas minoritarios, en un monto que puede implicar la reducción de gastos de capital de ECOPETROL, afectando de ese modo negativamente las provisiones, resultados de la operación y situación financiera de la Compañía.

Así mismo, dados los intereses del accionista mayoritario, la Nación puede iniciar proyectos, tomar decisiones o realizar anuncios acerca de sus intenciones respecto de su participación accionaria en la Compañía, que pueden no estar en el mejor interés de ECOPETROL o sus accionistas minoritarios, incluyendo los tenedores de ADSs, pudiendo impactar el precio de las acciones o los ADSs.

***La evolución y percepción del riesgo en otros países, especialmente en los mercados de países emergentes, puede afectar adversamente los precios de mercado de los valores en Colombia***

Los valores emitidos por compañías colombianas pueden verse afectados por las condiciones de mercado y de la economía de otros países, incluyendo otros países latinoamericanos y mercados emergentes. Aunque las condiciones económicas de los países latinoamericanos y otros países de mercados emergentes pueden diferir significativamente de las condiciones de la economía colombiana, la reacción de los inversionistas a la evolución en estos países, puede tener un efecto adverso en el precio de mercado de los valores emitidos por compañías colombianas.

Debido a las anteriores crisis financieras en varios países en mercados emergentes (como la crisis financiera asiática de 1997, la crisis financiera rusa de 1998 y la crisis financiera argentina de 2001), la crisis financiera global de 2009 y las recientes crisis de deuda soberana de ciertos países europeos, los inversionistas pueden considerar las inversiones en mercados emergentes con mayor cautela. En el pasado, como resultados de crisis en otros países, el flujo de inversiones a Colombia se ha visto reducido. Las crisis en otros países, especialmente países en mercados emergentes, pueden obstaculizar el apetito de los inversionistas por los valores de emisores colombianos. Si América Latina experimenta una nueva desaceleración o si el precio de los valores de emisores latinoamericanos cae, los valores emitidos por ECOPETROL pueden seguir dicha tendencia y se afectaría adversamente la Compañía.

## **8.2. Dependencia en Personal Clave**

***ECOPETROL podría no estar en capacidad de cumplir con sus metas corporativas si hay dificultades en reclutar sucesores competentes para los actuales directivos y empleados***

La estrategia de crecimiento y el éxito del cumplimiento de las metas corporativas dependen de la competencia de los directivos y empleados, y la habilidad de retener el mejor talento. Sin embargo, si los directivos y empleados de ECOPETROL deciden retirarse o renunciar por otras razones, puede ser difícil conseguir por parte de ECOPETROL sucesores con las habilidades requeridas, el conocimiento, liderazgo y competencia para dichos cargos. Adicionalmente, ECOPETROL podría tener dificultad para retener su personal debido a los altos niveles de competencia por el talento humano con experiencia y conocimiento en el sector de petróleo y gas. Así mismo, la estructura de compensación de ECOPETROL puede que no se ajuste a los niveles de la industria y como resultado de lo anterior, empleados claves de ECOPETROL podrían retirarse de la Compañía por ofertas de trabajo con mayores compensaciones. ECOPETROL también puede tener dificultades adquiriendo o desarrollando el conjunto óptimo de habilidades profesionales y talento necesario para alcanzar y soportar el desempeño de ECOPETROL bajo estándares internacionales. Estas dificultades a su vez pueden afectar negativamente los resultados de ECOPETROL.

## **8.3. Dependencia en un Solo Segmento de Negocio**

Ver numeral 8.9, Giro del Negocio.

#### **8.4. Interrupción de las actividades del Emisor, que hubiere sido ocasionada por factores diferentes a las relaciones laborales**

##### ***Interrupción de actividades por factores externos, tales como condiciones climáticas excepcionales, desastres naturales o actos de terceros***

ECOPETROL está expuesto a varios riesgos que podrían interrumpir parcialmente sus actividades. Estos riesgos incluyen, entre otros, incendios, explosiones, desastres naturales tales como terremotos deslizamientos, erupciones volcánicas, tormentas tropicales, huracanes e inundaciones, actos criminales y actos de terrorismo, malfuncionamiento de oleoductos y emisiones de sustancias tóxicas.

Por ejemplo, en el año 2011, ECOPETROL se vio afectada por condiciones climáticas que intensificaron la temporada de lluvia promedio en Colombia, causando deslizamientos de tierra debido a la concentración anormal de agua en el suelo. Estos deslizamientos excepcionales afectaron el transporte de crudo vía terrestre, el transporte de petróleo, gas natural y productos a través de oleoductos y el funcionamiento normal tanto de los campos de producción como de Reficar, que experimentó a su vez inundaciones en sus instalaciones como resultado de lluvias torrenciales.

Como resultado de la ocurrencia de cualquiera de los riesgos mencionados anteriormente, las actividades podrán ser afectadas significativamente o paralizadas. Estos riesgos podrían resultar en daños en la propiedad, pérdida de ingresos, pérdidas de vidas humanas, polución y daño en el ambiente, entre otros. Si cualquiera de estos ocurre, ECOPETROL podrá estar expuesto a sanciones económicas, multas o penalidades, que podrían afectar adversamente la situación financiera y los resultados operativos de la Compañía.

El 23 de Diciembre de 2011, el oleoducto Salgar-Cartago tuvo una ruptura. ECOPETROL considera que este incidente se produjo como consecuencia de un deslizamiento ocasionado por condiciones climáticas extremas en el área, que llevaron a que el suelo circundante ejercería una fuerte presión sobre el oleoducto, hasta su ruptura. La gasolina derramada desde la tubería posteriormente entró en contacto con una fuente de calor que provocó una serie de explosiones, que resultaron en 33 muertes, 77 lesionados y daños y destrucción de propiedades. El 11 de Diciembre de 2011, el oleoducto Caño Limón-Coveñas tuvo una ruptura como consecuencia de un movimiento de tierra originado por las fuertes lluvias. A pesar de que el accidente no tuvo como resultado ninguna fatalidad, se generó un derrame de crudo en el arroyo Iscala.

##### ***Las operaciones de ECOPETROL están sujetas a riesgos sociales***

Las actividades de ECOPETROL están sujetas a riesgos sociales, incluidas las protestas de las comunidades que rodean las operaciones de la Compañía. Por ejemplo, durante la construcción del Oleoducto Bicentenario, la construcción fue suspendida como resultado de una clausura utilizada por las comunidades en el área de influencia del oleoducto con el fin de demandar una mayor participación del Gobierno Nacional e inversión social, al igual que una mayor participación de empresas privadas en los planes de desarrollo de municipios de Arauca y Casanare. Mientras que ECOPETROL está comprometido con operar en un ambiente socialmente responsable, la Compañía puede tener que afrontar la oposición de comunidades locales en relación con los actuales y futuros proyectos y dicha oposición puede afectar adversamente los negocios de ECOPETROL, los resultados de su operación y su situación financiera.

##### ***ECOPETROL realiza actividades de exploración y producción en áreas clasificadas como reservas indígenas y tierras afrocolombianas***

ECOPETROL ha llevado a cabo y planea llevar a cabo actividades de exploración y producción en áreas clasificadas por el Gobierno Nacional como resguardos y territorios colectivos. ECOPETROL no podrá iniciar actividades exploratorias y/o producir hidrocarburos en estas áreas hasta que llegue a un acuerdo con las comunidades indígenas o afrocolombianas que habitan estas tierras. Generalmente estas consultas duran entre cuatro y seis meses, pero pueden postergarse significativamente si no es posible llegar a un acuerdo. Por ejemplo, ECOPETROL conduce operaciones en áreas de la región Nororiental, que es habitada por la comunidad U'wa. El inicio de operaciones en dos bloques en esta región se ha postergado

veinte y diez años respectivamente a Diciembre de 2012, en la medida que la comunidad se ha rehusado a participar en el proceso de consultas y la legislación aplicable no contempla alternativas para estos casos. De la misma manera, algunas de las operaciones de exploración en la región sur se han retrasado por siete años como resultado de la presencia de la comunidad Kofán, que se opuso a la presencia y actividades de la Empresa en la reserva indígena. ECOPETROL puede estar expuesto a retrasos similares como consecuencia de la oposición de comunidades locales en otros países donde la Compañía ha iniciado actividades de exploración en reservas indígenas, tales como en Perú. Si las actividades de ECOPETROL ponen en peligro la conservación y preservación de estas minorías culturales o sus identidades o creencias, la Empresa podría estar en la imposibilidad de explorar en regiones con prospectos interesantes. ECOPETROL podrá enfrentar riesgos similares en otras jurisdicciones donde ha iniciado actividades de exploración, lo cual puede tener efectos negativos en sus operaciones.

***Una falla en los sistemas de tecnología de la información de ECOPETROL o ataques informáticos pueden afectar los resultados financieros de la Compañía***

ECOPETROL depende de la fiabilidad y seguridad de sus sistemas de tecnología de la información para realizar ciertas actividades de exploración, desarrollo y producción, procesar y registrar información financiera y operativa, comunicarse con sus empleados y socios comerciales, y para realizar muchas otras actividades relacionadas con su negocio. Los sistemas de tecnología de la información de ECOPETROL pueden fallar o tener otras deficiencias significativas como consecuencia de fallas operacionales del sistema o mal uso por parte de sus empleados, alteración o manipulación. Adicionalmente, ECOPETROL puede ser el objetivo de ataques informáticos o violaciones de seguridad de la información, que pueden resultar en la divulgación no autorizada, la recolección, la supervisión, el mal uso, pérdida o destrucción de información confidencial y de otra índole de la Compañía. Cualquiera de estas situaciones puede afectar el negocio de la Compañía, resultando en una potencial responsabilidad o daño reputacional de ECOPETROL o de otro modo afectando sus resultados financieros. A pesar que ECOPETROL no ha experimentado ninguna pérdida material relacionada con fallas en sus sistemas de tecnología de la información o ataques informáticos, ECOPETROL no puede garantizar que no va a sufrir pérdidas en el futuro.

***Las operaciones de ECOPETROL están sujetas a ciertos riesgos operacionales que, en el evento de materializarse, pueden trastornar o cerrar sus actividades de operación, al igual que generar daños en el medio ambiente y a terceras personas***

Las actividades de exploración, producción, refinación y transporte están sujetas a riesgos operativos específicos de la industria, algunos de los cuales, a pesar de los procesos internos de la Compañía, están por fuera del control de ECOPETROL. Las operaciones de la Compañía se pueden ver reducidas, retrasadas o canceladas como consecuencia de condiciones climáticas adversas o excepcionales, desastres naturales, fallas de los equipos o accidentes, derrames o fugas de crudo y gas natural, escasez o demoras en la disponibilidad o entrega de equipo, demoras o cancelación de licencias ambientales u otras autorizaciones gubernamentales, incendios, explosiones, estallidos, rupturas, fallas de los ductos, robos o daños a la infraestructura de transporte de ECOPETROL, sabotaje, ataques terroristas y actividades delictivas.

La ocurrencia de cualquiera de estos riesgos operativos puede resultar en pérdidas sustanciales o desaceleraciones de las operaciones de la Compañía, incluyendo lesiones a sus empleados, destrucción de propiedad, equipos o infraestructura, responsabilidades de limpieza, reclamaciones civiles de terceros, investigaciones gubernamentales e imposición de multas, retiros de licencias ambientales y otras autorizaciones gubernamentales, suspensión o cierre de las actividades de la Compañía y pérdidas de los ingresos. La ocurrencia de cualquiera de estos eventos puede tener un efecto material adverso en la situación financiera y resultados de la operación de ECOPETROL.

## **8.5. Mercado Secundario para los Valores Ofrecidos**

Los valores ofrecidos se encuentran inscritos en la Bolsa de Valores de Colombia, razón por la cual se podrán negociar en el mercado secundario. El Emisor no puede garantizar la existencia, solvencia o liquidez del mercado secundario.

## **8.6. Ausencia de un Historial Respecto de las Operaciones del Emisor**

No aplica.

### **8.7. Ocurrencia de Resultados Operacionales Negativos, Nulos o Insuficientes**

Ver numeral 8.9, Giro del Negocio.

### **8.8. Incumplimiento en el pago de pasivos bancarios y bursátiles**

No aplica.

### **8.9. Giro del Negocio**

*Las reservas de crudo y gas natural de ECOPETROL involucran cierto grado de incertidumbre y pueden probar ser incorrectas a lo largo del tiempo, lo cual podría afectar la habilidad de generar ingresos.*

El estimado de las reservas de crudo y gas natural se preparan con base en métodos y procedimientos de evaluación de ingeniería y geología generalmente aceptados. Estas estimaciones de reservas están basadas en información geológica, topográfica y de ingeniería. Las reservas actuales y la producción pueden variar de manera material frente a los aproximados del reporte anual, y las revisiones a la baja de las estimaciones de reservas pueden llevar a una menor producción futura, lo cual puede afectar los resultados de operación y situación financiera de ECOPETROL.

*Las actividades de perforación de ECOPETROL son intensivas en inversiones de capital y pueden no ser productivas*

Perforar en búsqueda de crudo y gas natural involucra numerosos riesgos, incluyendo el riesgo de no encontrar reservas de crudo y gas natural comercialmente explotables. Los costos de perforación, completamiento y operación de pozos son altos e inciertos y las operaciones de perforación podrían ser reducidas, demoradas o canceladas como resultado de varios factores, incluyendo:

- Condiciones inesperadas de perforación;
- Presión o irregularidades en las formaciones;
- Problemas de seguridad;
- Robos;
- Sabotaje;
- Ataques terroristas;
- Accidentes o falla de los equipos;
- Incendios, explosiones, y rupturas de la superficie;
- Problemas en los títulos de propiedad;
- Demora o cancelación de licencias ambientales;
- Otras situaciones climáticas adversas y desastres naturales; y
- Escasez o demoras en la disponibilidad o entrega de equipos.

Algunas de las futuras actividades de perforación de ECOPETROL pueden no ser exitosas, y si ese es el caso, este fracaso puede reducir la proporción en la cual se reemplazarán las reservas, lo cual podría tener un efecto adverso en los resultados de operación y condición financiera de la Compañía. Mientras toda perforación, bien sea en desarrollo o exploración, involucra riesgos, la perforación exploratoria involucra mayores riesgos de pozos secos o fracaso de encontrar cantidades comerciales de hidrocarburos. Debido al porcentaje del capital dedicado a proyectos exploratorios de alto riesgo, es posible que en el futuro

ECOPETROL experimente gastos significativos relacionados con actividades exploratorias y pozos secos.

***El Gobierno Nacional puede demorar el reembolso de subsidios de gasolina y diesel***

El Gobierno Nacional regula los precios internos de combustibles líquidos de acuerdo con las condiciones de los mercados internacionales para alinear los precios domésticos con las tendencias en los precios internacionales. Cuando los precios internos de combustibles líquidos se encuentran por debajo de los precios internacionales, el Gobierno Nacional es responsable de reembolsar a los importadores o refinadores la diferencia en los precios, cuya diferencia se denomina subsidio de gasolina de acuerdo con la Ley 1151 de 2007. Actualmente, el subsidio de gasolina se calcula mensualmente y se reporta trimestralmente detallando el pago que se deberá hacer en el siguiente trimestre. En caso de atraso en los pagos, los refinadores tienen el derecho a obtener intereses sobre los montos no pagados oportunamente.

Históricamente, cuando los precios internos de combustibles eran más altos que los precios internacionales, precios de paridad internacional, el Gobierno Nacional tomaba la decisión de disminuir los precios internos. Sin embargo, hacia finales del año 2008, los precios internacionales habían decrecido y el Gobierno Nacional decidió no reducir el precio interno. Por el contrario, el Gobierno Nacional mantuvo altos los precios domésticos de los productos claves y asignó la diferencia positiva entre el precio interno y el precio de paridad internacional al Fondo de Estabilización de Precios de Combustible. Al igual que en otros países, el FEPC se fondea con estos excesos de pago, cuando los precios internacionales están bajos, y los recursos son usados cuando los precios internacionales suben, mitigando así la volatilidad del precio interno.

Durante 2010, las refinerías de petróleo, incluyendo las de ECOPETROL, obtuvieron el derecho a recibir el pago total de los diferenciales de precios basado en la tendencia de precios internacionales. Sin embargo estos pagos debidos por el Ministerio de Minas y Energía no fueron realizados sino hasta el cuarto trimestre de 2011. De la misma manera, durante 2011, los pagos de los precios diferenciales de combustible correspondiente a los primeros tres trimestres del año, no fueron pagados sino hasta Diciembre de 2011. Los pagos de precios diferenciales de combustible debidos a ECOPETROL, al 31 de Diciembre de 2011, equivalen a \$571.8 millardos de Pesos y los correspondientes a 2012, equivalen a \$1.381,5 millardos de Pesos. En Abril de 2013, el Ministerio de Minas y Energía pagó a ECOPETROL las sumas debidas correspondientes al cuarto trimestre de 2011 y los tres primeros trimestres de 2012, que en exceso equivalían a COP\$1.271,9 millardos. La suma debida a ECOPETROL, correspondiente al cuarto trimestre de 2012 y el primer trimestre de 2013, equivale a COP\$390,3 millardos.

El atraso en los pagos experimentado en años anteriores, limita la capacidad que ECOPETROL puede tener para determinar cuándo será recaudado el monto total de estos subsidios de gasolina, una vez se incurra en algún atraso. Cualquier demora material en el pago de estos subsidios de gasolina por el Gobierno Nacional ó una modificación significativa a la Ley 1151 de 2007 que pueda imponer responsabilidades adicionales a ECOPETROL, podría tener un impacto negativo en los resultados operativos y condición financiera de la Compañía. En Septiembre 30 de 2011, el Ministerio de Minas y Energía estableció una nueva metodología para el cálculo de los precios internos de combustibles, la cual establece una variación mensual máxima de 1,5% en los ingresos de los refinadores. Actualmente en el Congreso está en curso un proyecto de ley para introducir una nueva metodología para calcular los diferenciales de precios de combustibles y determinar el precio al consumidor final incluyendo los ingresos de las refinerías colombianas. No se puede asegurar sobre si este proyecto de ley, en el evento de ser aprobado, no afectará negativamente tanto el monto como la oportunidad de los pagos de los subsidios, y así mismo los resultados de operación y condición financiera de la Compañía.

***ECOPETROL está expuesto al riesgo crediticio de sus clientes y cualquier mora o incumplimiento material en el pago o en las obligaciones por parte de sus clientes claves podría afectar de manera adversa el flujo de caja y resultados de operación***

Algunos de los clientes de ECOPETROL pueden experimentar problemas financieros que podrían tener un impacto negativo en su capacidad de pago. Problemas financieros severos que afecten a los clientes de ECOPETROL podrían limitar la capacidad de recaudo de las sumas adeudadas, o la capacidad para hacer efectivas y exigir el cumplimiento de las obligaciones debidas a ECOPETROL bajo los acuerdos contractuales. Además, muchos de los clientes financian sus actividades a través de flujos de caja derivados de su operación, deuda o capitalizaciones.

La combinación de caídas en el flujo de caja como resultado de la reducción de los precios de los commodities, una reducción en las bases de los préstamos y la falta de disponibilidad de deuda o de capital de inversión podría resultar en una reducción significativa de la liquidez de los clientes, limitando su habilidad para realizar pagos o cumplir con sus obligaciones frente a ECOPETROL.

Adicionalmente, algunos de los clientes de ECOPETROL pueden estar altamente apalancados y sujetos a sus propios gastos operativos. En consecuencia, el riesgo que ECOPETROL asume con estos clientes puede incrementarse. Otros clientes pueden estar sujetos también a riesgos regulatorios, lo cual aumenta el riesgo que puedan incumplirle sus obligaciones a ECOPETROL. Limitaciones en las transacciones de moneda extranjera con Venezuela, por ejemplo, han dado origen a demoras en pagos que PDVSA Gas debe hacer a sus proveedores, incluyendo ECOPETROL. Problemas financieros experimentados por sus clientes podrían resultar en un deterioro del valor de los activos de ECOPETROL, una reducción en los flujos de caja operativos y podría también reducir el uso futuro por parte de los clientes de los productos y servicios de ECOPETROL, lo cual podría generar un efecto adverso en los ingresos de la Compañía.

***El aumento en la competencia de compañías de petróleo locales y extranjeras puede tener un impacto negativo en la capacidad de ECOPETROL de conseguir crudo adicional y reservas de gas natural en Colombia***

La ANH es la entidad gubernamental responsable por promocionar inversiones en hidrocarburos en el país, estableciendo los términos de referencia para las rondas exploratorias y otorgando bloques exploratorios a compañías del sector. Antes de la expedición del Decreto Ley 1760 de 2003, ECOPETROL tenía un derecho automático de explorar todo el territorio colombiano y de suscribir acuerdos de asociación con compañías locales y extranjeras. Bajo el actual marco jurídico, ECOPETROL está autorizado a ofertar para cualquier bloque exploratorio con la ANH y compite bajo las mismas condiciones en las que participan las compañías locales y extranjeras de petróleo y gas natural, lo cual significa que no recibe ningún trato preferencial. ECOPETROL o cualquier otra compañía petrolera puede solicitar a la ANH para que le asigne bloques exploratorios que no han sido previamente reservados por la ANH, dependiendo de las situaciones excepcionales definidas en el Acuerdo 04 de 2012. La habilidad de ECOPETROL de obtener acceso a potenciales campos productivos también depende de la capacidad para evaluar y seleccionar campos potencialmente productores y ofertar adecuadamente para dichos campos exploratorios.

Como parte de las estrategias de ECOPETROL, se incluye una expansión internacional en la cual se enfrenta con competencia de actores locales y compañías internacionales que tienen experiencia explorando en otros países.

Si ECOPETROL es incapaz de competir de manera adecuada con compañías petroleras extranjeras o locales, o si no puede suscribir acuerdos con actores clave propietarios de las propiedades donde potencialmente se podrían encontrar reservas adicionales, ECOPETROL podría estar realizando actividades exploratorias en bloques menos atractivos, y podría estar reduciendo su participación de mercado. Si no se logra mantener la posición actual en el mercado colombiano, los resultados de operación y situación financiera de ECOPETROL podrían verse afectados.

***ECOPETROL no tiene permitido por ley ser dueño de más del 25% de una empresa de transporte de gas natural lo cual no le permitiría transportar nuevas reservas de gas natural a puntos de distribución y a sus clientes***

Se han descubierto reservas de gas natural en los campos de Cusiana y Cupiagua para los cuales actualmente existe capacidad limitada de transporte. Nueva infraestructura de transporte de gas natural puede no estar disponible para transportar gas natural desde campos nuevos o existentes a áreas de consumo. Adicionalmente, para ECOPETROL está prohibido por ley retener más del 25% del capital social de cualquier compañía de transporte de gas natural, y no puede determinar si la capacidad necesaria para el transporte será construida por terceros para el transporte del mencionado gas natural. Debido al limitado número de compañías de transporte de gas natural operando en Colombia, a ECOPETROL se le puede llegar a exigir la suscripción de contratos con compañías de transporte de gas natural en términos que no le serían favorables, como podría ocurrir si existieran múltiples compañías transportadoras. Si ECOPETROL no puede obtener servicios de transporte para llevar el gas natural desde las zonas de nuevos descubrimientos a las áreas de consumo, o donde el gas natural se necesite, no estará en capacidad

de desarrollar reservas, lo cual puede resultar en un deterioro de los activos correspondientes, impidiendo recuperar las inversiones en capital efectuadas para los nuevos descubrimientos. Adicionalmente, a finales de 2011, ECOPETROL tenía cinco (5) contratos de suministro a mediano plazo con plantas de generación eléctrica a gas que requieren la entrega de gas natural en Barrancabermeja. En 2012, cuatro de estos contratos terminaron y en consecuencia, actualmente ECOPETROL tiene un único contrato a mediano plazo con una planta de generación eléctrica que requiere la entrega de gas natural en Barrancabermeja. Si no se puede adquirir el transporte necesario, es posible que no se cumpla la obligación con los generadores de energía, lo cual puede resultar en que ECOPETROL tenga que incurrir en el pago de multas pecuniarias.

***Las actividades de ECOPETROL enfrentan riesgos operacionales que pueden afectar la salud y seguridad de la fuerza de trabajo y de las comunidades locales***

Algunas de las operaciones de ECOPETROL se desarrollan en lugares remotos y peligrosos que involucran riesgos que pueden afectar la salud y seguridad de la fuerza de trabajo. Bajo las leyes colombianas y reglamentos de seguridad industrial es necesario tener prácticas que minimicen riesgos y problemas de salud que enfrenta la fuerza de trabajo de ECOPETROL. El incumplimiento de la regulación en salud y seguridad puede llevar a investigaciones por las autoridades de salud, que a su vez pueden resultar en demandas o multas.

ECOPETROL se podría ver obligado a incurrir en costos y gastos adicionales para asignar fondos para cumplir con los requisitos de salud y seguridad industrial en Colombia. Adicionalmente, si ocurre un incidente operacional que afecte las comunidades locales, ECOPETROL deberá incurrir en los costos y gastos adicionales necesarios para que dichas áreas afectadas retornen a la normalidad. Estos costos adicionales podrían tener un impacto negativo en la rentabilidad de los proyectos que se decidan desarrollar.

Adicionalmente, ECOPETROL podría estar expuesto a reglamentos extranjeros de salud y seguridad aplicables a las actividades de exploración realizadas fuera de Colombia. Estos reglamentos extranjeros pueden ser más severos que los colombianos, y por lo tanto, ECOPETROL podría verse obligado a realizar inversiones adicionales para cumplir con dichas normativas.

***ECOPETROL puede incurrir en pérdidas y perder tiempo y dinero defendiéndose de pleitos y arbitrajes pendientes***

Actualmente, ECOPETROL es parte de varios procesos judiciales iniciados en su contra y está también sujeto a demandas de carácter laboral instauradas por actuales y antiguos empleados en relación con planes pensionales y beneficios de jubilación. A 31 de Diciembre de 2012, ECOPETROL era parte de 2.658 procesos judiciales relacionados con temas civiles, administrativos, ambientales, impositivos y laborales, de los cuales 659 cumplieron con el umbral requerido para generar provisión. ECOPETROL ha destinado una gran cantidad de dinero y tiempo para defenderse de estas reclamaciones. Estos pleitos involucran sumas sustanciales de dinero al igual que otras formas de reparación. Para mayor información ver Sección 5.21 del presente Prospecto (Procesos pendientes en contra del Emisor).

***Las operaciones de ECOPETROL pueden ser incapaces de seguir el ritmo de crecimiento de sus compromisos de gas natural***

ECOPETROL es actualmente parte de ciertos contratos de suministro de gas natural que tienen compromisos en firme de gas. Si la Compañía es incapaz de suministrar gas natural para cumplir con estos contratos con sus clientes, como consecuencia de cortes en las operaciones, retrasos en los nuevos proyectos de instalaciones de producción o una reducción acelerada en la producción de gas, se le puede obligar a ECOPETROL a compensar a sus clientes por el incumplimiento en el suministro de gas natural.

Durante 2012, los retrasos en el inicio de nuevos proyectos, principalmente la Planta de Gas Cupiagua y aquellos encaminados en incrementar la capacidad de producción de los campos de La Guajira, tuvieron como resultado la imposición de sanciones adicionales a la Compañía por parte de sus clientes. Dicho retrasos fueron consecuencia del proceso de obtención de las licencias ambientales requeridas para construir el gasoducto Cupiagua – Cusiana, los deslizamientos ocasionados por las condiciones climáticas y huelgas aisladas de trabajadores de otras compañías de gas y petróleo en el área del proyecto. Durante

2010, 2011 y 2012, el monto pagado en sanciones por parte de ECOPETROL por la no entrega de gas natural fue de COP\$85,2 millardos, \$2,5 millardos de Pesos y \$9,2 millardos de Pesos, respectivamente.

***Las pólizas de seguros constituidas por ECOPETROL no cubren todas las responsabilidades y pueden no estar disponibles para cubrir todos los riesgos de la Compañía***

Las pólizas de seguros constituidas por ECOPETROL no cubren todas las responsabilidades y pueden no estar disponibles para cubrir todos los riesgos de la Compañía. ECOPETROL no puede garantizar que no se van a presentar incidentes en el futuro, que los seguros cubrirán adecuadamente el ámbito o extensión de sus pérdidas o que la Compañía no será responsable en relación con reclamaciones derivadas de estos u otros eventos, las cuales podrán afectar adversamente la situación financiera o resultados de las operaciones de ECOPETROL.

#### **8.10. Riesgos por Carga Prestacional, Pensional y Sindicatos**

***Los resultados de ECOPETROL pueden ser afectados por conflictos con los sindicatos***

En el pasado, ECOPETROL ha sido afectado por huelgas y paros laborales promovidos por los sindicatos laborales de la Compañía y de la industria. Estas huelgas han sido tanto políticas como contractuales, especialmente durante las negociaciones de los acuerdos colectivos. En Abril de 2009, ECOPETROL firmó un acuerdo con la Unión Sindical Obrera de la Industria del Petróleo – USO, uno de los sindicatos de la industria, con el fin de restablecer el ámbito de confianza entre la USO y ECOPETROL con la comunicación y transparencia como los principios fundamentales.

Adicionalmente, el 22 de Agosto de 2009, durante la etapa de arreglo directo, ECOPETROL firmó una nueva convención colectiva de trabajo con una vigencia de cinco (5) años con tres de los más importantes sindicatos de la industria: USO, Asociación de Directivos Profesionales, Técnicos y Trabajadores de las Empresas de la Rama de Actividad Económica del Recurso Natural del Petróleo y sus Derivados de Colombia — ADECO, y el Sindicato Nacional de Trabajadores de Empresas Operadoras, Contratistas, Subcontratistas de Servicios y Actividades de la Industria del Petróleo y Similares — SINDISPETROL. Este nuevo acuerdo vigente a partir del 1 de Julio de 2009 abarca lo relacionado a salarios, salud, educación, vivienda, transporte, alimentación, actividades culturales, derechos sindicales y garantías, entre otros aspectos.

El Sindicato Nacional de Empresas Trabajadoras de Empresas Operadoras, ó SINCOPEPETROL, el sindicato de la Compañía, no presentó ninguna lista de peticiones ni tampoco objetó la convención firmada, y como resultado no se tienen conflictos laborales con SINCOPEPETROL.

Durante 2011, se presentaron dos eventos de interrupción promovidos por la USO en Barrancabermeja, originadas en apoyo a las protestas de los empleados de Pacific Rubiales, una compañía de petróleo y gas en Colombia, no relacionada con ECOPETROL. En Junio 19 y Diciembre 22 de 2012, miembros de la USO protestaron por la creación de la subsidiaria Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. – Cenit-, que no afectaron materialmente las operaciones de ECOPETROL.

ECOPETROL no puede asegurar que no va a ser afectada por huelgas y paros laborales en el futuro. En el evento en que las relaciones con los sindicatos se deterioren, se pueden presentar paros, huelgas o incluso sabotajes que pueden tener un efecto negativo en los resultados de la operación y condición financiera de la Compañía.

#### **8.11. Riesgos de la Estrategia Actual del Emisor**

***Lograr los prospectos de crecimiento de ECOPETROL dependerá de la capacidad de ejecutar su plan estratégico, y en particular de descubrir reservas adicionales y desarrollarlas adecuadamente***

La habilidad de cumplir las metas de crecimiento de ECOPETROL a largo plazo dependerá del descubrimiento u obtención de nuevas reservas y la habilidad de desarrollarlas adecuadamente. Las actividades exploratorias de ECOPETROL lo exponen a los riesgos inherentes de perforación, incluyendo el hecho de no descubrir reservas comercialmente explotables de crudo o gas natural. Los costos asociados con la perforación de pozos son usualmente inciertos y numerosos factores fuera del control de ECOPETROL pueden causar que las actividades de perforación sean reducidas, retrasadas o canceladas.

Si no se logran realizar las actividades de exploración y desarrollo de manera exitosa, o si no se adquieren propiedades que han probado tener reservas, los niveles de reservas probadas de ECOPETROL se disminuirán. La incapacidad de asegurar reservas adicionales puede impedir obtener las metas de crecimiento, producción, y esto puede tener un efecto negativo en los resultados de operación y condición financiera de ECOPETROL.

***Las inversiones actuales y previstas de ECOPETROL fuera de Colombia están expuestas a riesgo político***

Como parte de su plan estratégico, ECOPETROL ha empezado a operar a través de socios comerciales, subsidiarias o filiales fuera de Colombia. A la fecha, tiene inversiones y subsidiarias incorporadas en Perú, Brasil, Bermudas, Panamá, Islas Caimán, Reino Unido, Suiza, España y los Estados Unidos, y se están analizando inversiones en otros países. En relación con la posibilidad de realizar inversiones, ECOPETROL está y estará expuesto a riesgos relativos a inestabilidad política y económica, medidas gubernamentales económicas como cambios en el régimen cambiario y control de cambios en los precios o límites en las actividades a desarrollar, incrementos en las tasas de impuestos, modificaciones contractuales y desafíos sociales y ambientales.

Adicionalmente, ECOPETROL no puede predecir las posiciones de los gobiernos extranjeros relacionadas con la industria del petróleo y gas, tenencia de la tierra, protección de la propiedad privada, regulación ambiental e impositiva; ni puede asegurar que los futuros gobiernos mantendrán en general un clima de negocios y de políticas económicas favorable. Cualquier cambio en las políticas económicas o regulaciones de los países donde ECOPETROL tiene inversiones pueden afectar adversamente su negocio, situación financiera o los resultados de sus operaciones.

***La participación de ECOPETROL en exploración de aguas profundas en conjunto con los socios comerciales involucra ciertos riesgos y costos que pueden estar fuera de su control***

En conjunto con los socios comerciales, ECOPETROL ha realizado perforación en aguas profundas en la Costa del Golfo de Estados Unidos y en Brasil. Adicionalmente, a Diciembre 31 de 2012, ECOPETROL estaba involucrado en 19 proyectos de exploración y producción en aguas profundas en Colombia, de los cuales la Compañía actúa como operador en cuatro de ellos, mientras que Equion actúa como operador en dos. La perforación en aguas profundas presenta una serie de riesgos tales como derrames, explosiones en plataformas y en operaciones de exploración y desastres naturales. La ocurrencia de cualquiera de estos eventos u otros incidentes pueden generar lesiones a las personas, pérdidas fatales, daños ambientales severos que a su vez conlleven los gastos correspondientes de contención, reparación y limpieza, daños a los equipos y responsabilidad en procedimientos civiles y administrativos. Riesgos intensificados y costos asociados a la exploración en aguas profundas pueden tener un impacto negativo en los resultados de la operación, condición financiera y reputación de ECOPETROL.

Como resultado del derrame de crudo en el campo Macondo en la costa de Estados Unidos en Abril de 2010, surgieron inquietudes significativas respecto a las medidas de seguridad de la exploración en aguas profundas y como consecuencia, la regulación en diferentes países ha venido cambiando. En conjunto con los socios comerciales, quienes actúan como operadores, ECOPETROL ha estado explorando y continuará su plan de exploración en aguas profundas en la costa del golfo de Estados Unidos y en Brasil. Debido a que ECOPETROL no tiene el control sobre este tipo de regulaciones extranjeras, las mismas podrían impactar negativamente la oportunidad en la que se llevan a cabo dichas exploraciones y en consecuencia los resultados de la operación y condición financiera de ECOPETROL.

***Los resultados de ECOPETROL se pueden ver afectados por el desempeño de sus socios comerciales, en la medida que la mayoría de las operaciones de la Compañía son ejecutadas bajo contratos de asociación o joint ventures con los socios comerciales***

La mayoría de las operaciones de ECOPETROL son ejecutadas a través de asociaciones, joint ventures u otros acuerdos con sus socios comerciales. En consecuencia, ECOPETROL depende del desempeño de sus socios comerciales. El desempeño deficiente de cualquiera de sus socios comerciales, especialmente aquellos de proyectos en los cuales ECOPETROL no actúa como operador, pueden afectar negativamente los resultados de operación y situación financiera de la Compañía. Adicionalmente, ECOPETROL se

encuentra expuesto al riesgo de no encontrar socios comerciales con las capacidades y rendimiento exigidos por la Compañía para sus proyectos.

***ECOPETROL puede estar sujeto a riesgos sustanciales relacionados con las actividades exploratorias fuera de Colombia***

ECOPETROL inició actividades exploratorias fuera de Colombia en el año 2006 a través de su subsidiaria brasilera Ecopetrol Oleo é Gas do Brazil Ltda. Posteriormente, las subsidiarias extranjeras de ECOPETROL han ido suscribiendo una serie de acuerdos de exploración de hidrocarburos con compañías regionales e internacionales para explorar bloques en Perú, Brasil y el Golfo de Estados Unidos. Los resultados de operación y condición financiera de las subsidiarias en estos países pueden verse negativamente afectados no sólo por riesgos asociados con la exploración y producción de hidrocarburos sino también por fluctuaciones en sus economías locales, inestabilidad política y acciones gubernamentales, incluyendo: imposición de controles de precios; imposición de restricciones sobre las exportaciones de hidrocarburos; fluctuación de las monedas locales frente al Peso; nacionalización de reservas de petróleo y gas; incremento de las tasas de los impuestos a la exportación y de renta para el crudo y los productos derivados del petróleo; y cambios contractuales e institucionales unilaterales (de los gobiernos), incluyendo medidas sobre las inversiones y restricciones en nuevos proyectos.

ECOPETROL tiene poca experiencia explorando fuera de Colombia, donde es el operador por excelencia. ECOPETROL se puede enfrentar a nuevos e inesperados riesgos relacionados con requisitos ambientales que exceden aquellos a los cuales actualmente la Compañía se ve enfrentada. Adicionalmente, hay una exposición a disputas legales con reguladores extranjeros. Por ejemplo, tal como se presentó en Brasil con la asignación del Bloque Tucano-156 en la octava ronda del 2006. En Agosto de 2011, el Ministerio de Minas y Energía de Brasil confirmó que el gobierno no firmaría ningún contrato asignado en dicha ronda, después de que el Consejo Nacional de Política Energética había decidido anular el proceso de oferta. ECOPETROL también puede experimentar la imposición de restricciones en la exploración y exportación de hidrocarburos, o aumentos en los impuestos aplicables a la exportación o beneficios de los hidrocarburos.

Si uno o más de estos riesgos descritos se materializaran, ECOPETROL podría no lograr cumplir sus objetivos estratégicos en las operaciones internacionales, lo cual podría afectar de manera negativa los resultados de su operación y condición financiera.

***El desempeño futuro de ECOPETROL depende del éxito en el desarrollo y despliegue de nuevas tecnologías y el conocimiento para aplicarlas y mejorarlas***

La tecnología, el conocimiento y la innovación son esenciales para ECOPETROL, especialmente para las mejoras en la producción de petróleo crudo pesado, la explotación de campos maduros y el desarrollo de hidrocarburos no convencionales. Si ECOPETROL no desarrolla la tecnología correcta o no obtiene el conocimiento para operar la nueva tecnología o para mejorar sus procesos, no tiene acceso al conocimiento o no despliega el conocimiento necesario para aplicar y mejorar efectivamente dicha tecnología, la ejecución de su plan estratégico, su rentabilidad y ganancias pueden verse afectadas adversamente.

***ECOPETROL ha realizado inversiones significativas en adquisiciones donde puede no obtener el valor esperado***

ECOPETROL adquirió participación accionaria en varias compañías en Colombia y en el exterior. Obtener los beneficios esperados de las adquisiciones, dependerá en parte de la habilidad de la Compañía para: (i) obtener los resultados operacionales y financieros esperados de dichas adquisiciones, (ii) gestionar las distintas operaciones e integrar las diversas culturas corporativas, y (iii) manejar los objetivos como un grupo empresarial. Los esfuerzos realizados por ECOPETROL pueden no tener éxito. El fracaso por parte de ECOPETROL en obtener los resultados esperados de dichas adquisiciones puede afectar adversamente su situación financiera y los resultados de su operación.

***Reficar y Oleoducto Bicentenario, subsidiarias de ECOPETROL, se encuentran dedicados a sus proyectos de construcción. Si dichos proyectos o cualquier otro proyecto material de inversión se retrasa o si los costos exceden la estimación inicial de los mismos, la situación financiera y los resultados de operación de la Compañía se pueden ver afectados***

Reficar, mediante la financiación de proyecto con recurso limitado, obtuvo USD\$3.5 billones para la financiación de un proyecto, para el cual ECOPETROL, actúa como garante otorgando una garantía de construcción y otra sobre el servicio de la deuda a los prestamistas. Si la construcción del proyecto se retrasa debido a problemas operacionales, como consecuencia de, entre otros, problemas de productividad laboral o indisponibilidad de materiales para la construcción, en desarrollo del proyecto, o si la refinería modernizada no cumple los niveles de desempeño esperados en términos de calidad de los productos y/o volúmenes producidos, los prestamistas bajo el proyecto pueden solicitar a ECOPETROL que actúe como garante y asuma el pago de las obligaciones a cargo de Reficar, lo cual requeriría que ECOPETROL efectúe contribuciones de capital adicional, afectando de esta manera los resultados de la operación y situación financiera de la Compañía. Adicionalmente, retrasos en la implementación del proyecto podrían generar sobrecostos, los cuales podrían incrementar el costo total del proyecto e impactar la situación financiera de ECOPETROL.

En Febrero de 2013, Reficar solicitó contribuciones a ECOPETROL bajo el contrato de garantía de construcción por un valor de US\$500 millones, de los cuales USD\$250 millones ya fueron desembolsados por ECOPETROL y el saldo restante se desembolsará a lo largo del año. Actualmente se encuentra en proceso de actualización el cronograma y el presupuesto del proyecto, que podría llevar a ECOPETROL a entregar recursos adicionales superiores a los montos anteriormente mencionados. Cualquier incremento en los gastos bajo el proyecto, se espera sean asumidos bajo el contrato de garantía de construcción celebrado entre Reficar y ECOPETROL.

Oleoducto Bicentenario se encuentra en la primera fase de construcción del oleoducto Araguaey – Coveñas, el cual conecta las instalaciones de carga de Araguaey y Banadía, y el cual se proyecta que constituya el oleoducto más grande de su tipo en Colombia. La inversión estimada de USD\$2.035 millones se espera financiar en un 30 % a través de capital de los accionistas y el 70% restante a través de créditos otorgados por la banca local, la cual ha aprobado COP\$2.1 billones, de los cuales COP\$1.3 billones han sido desembolsados. Se espera que la primera fase de construcción permita la evacuación de al menos 110 Kbps, con un ducto de 230 kms de extensión y 42 pulgadas de diámetro. Retrasos en la terminación de la primera fase del proyecto, debido en parte a bloqueos de las comunidades en las áreas de construcción del proyecto que demandan mayor inversión social del Gobierno Nacional, problemas de seguridad y la fuerte temporada de lluvias, pueden afectar la producción de ECOPETROL en ciertos campos los cuales se quedarían sin la necesaria infraestructura para transportar petróleo crudo, afectando la situación financiera de la Compañía.

Las inversiones en proyectos que forman parte del plan estratégico de la Compañía pueden sufrir problemas similares de implementación y planeación, que pueden impactar la competitividad de los programas y proyectos de ECOPETROL, afectando sus resultados y situación financiera esperada.

#### **8.12. Vulnerabilidad ante Variaciones en la Tasa de Interés y en la Tasa de Cambio**

*Fluctuaciones de la Tasa de Cambio y una apreciación del Peso contra el Dólar pueden tener un efecto material adverso en la condición financiera y resultados de operación de ECOPETROL, ya que aproximadamente 65% de sus ingresos provienen de ventas en los mercados internacionales.*

Aproximadamente 65% de las ventas de ECOPETROL son realizadas en los mercados internacionales. El impacto de las fluctuaciones de la Tasa de Cambio, especialmente la tasa del Peso/Dólar en las operaciones ha sido y puede continuar siendo material. Adicionalmente, una participación sustancial de los activos líquidos de la Compañía se mantienen en Dólares o indexados a monedas extranjeras y ganan valor cuando el Peso se deprecia frente al Dólar o pierden valor cuando el Peso se aprecia frente al Dólar. ECOPETROL controla su riesgo cambiario utilizando métodos de cobertura naturales cuando es posible, al mantener recursos en Dólares y Pesos con el fin de cumplir sus gastos en la moneda correspondiente. Adicionalmente, las obligaciones derivadas de la deuda en Dólares de la Compañía es normalmente cubierta por recursos en la misma moneda. Esta situación mitiga parcialmente cualquier efecto adverso del riesgo cambiario en los estados financieros de la Compañía.

La Tasa de Cambio Dólar/Peso ha tenido alguna inestabilidad en los últimos años, debido a que el Peso experimentando fluctuaciones significativas durante los últimos doce (12) meses. El Peso se apreció en promedio 2.7% contra el Dólar en 2012 y se depreció en promedio un 0.6% durante los tres primeros meses del 2013. Cuando el Peso se aprecia frente al Dólar los ingresos por exportaciones al ser

convertidos a Pesos decrecen. Sin embargo, los bienes importados, los servicios petroleros y el servicio de deuda externa denominada en Dólares se tornan menos onerosos para ECOPETROL. A la inversa, cuando el Peso se deprecia frente al Dólar los ingresos al ser convertidos a Pesos crecen y las importaciones y el servicio de deuda externa se tornan más onerosas.

ECOPETROL no puede asegurar que las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional y el Banco de la República de Colombia, tales como la compra de Dólares en los mercados cambiarios extranjeros como respuesta a la apreciación del Peso, y la intervención del Gobierno Nacional mediante la compra de sumas significativas de Dólares en el mercado spot con el fin de pagar intereses y capital en bonos extranjeros próximos a vencer o para incrementar el tamaño del Fondo de Estabilización de Precio de los Combustibles (FEPC), serán suficientes para controlar esta inestabilidad.

La futura volatilidad en la Tasa de Cambio Peso/Dólar puede tener un efecto adverso en la situación financiera y los resultados de operación de ECOPETROL, así como en su capacidad para cumplir con sus obligaciones respecto del endeudamiento de la Compañía, el pago de dividendos o realizar cualquier otra distribución entre sus accionistas.

***ECOPETROL puede estar expuesto a incrementos en las tasas de interés, así, incrementándose sus costos financieros***

ECOPETROL puede incurrir en endeudamiento local y en los mercados de capitales internacionales y, consecuentemente, puede verse afectado por cambios en las tasas de interés prevalentes. Si las tasas de interés en el mercado se incrementan, los costos financieros de ECOPETROL se aumentan, lo cual puede tener un efecto adverso en los resultados de la operación y situación financiera de la Compañía.

Los mercados financieros no se han recuperado de la reciente crisis económica global y permanecen vulnerables a la crisis de deuda soberana Europea que afecta la liquidez comercial de los bancos y fondos de inversión. Si la recuperación falla o toma más años de los esperados, los costos de obtención de fondos en mercados de deuda y de renta variable de capital pueden aumentar y poner en peligro la capacidad de ECOPETROL de obtener capital en términos aceptables para la Compañía.

### **8.13. Dependencia del Negocio respecto a Licencias, Contratos o Marcas**

La especialización, el incremento de los precios de crudo, y la alta cantidad de proyectos hidrocarbúricos ha afectado el mercado de bienes y servicios relacionados con esta industria, el cual tiene aspectos inherentes que se convierten en riesgos que pueden afectar el desarrollo normal y eficiente de su operación, como son: la dificultad para la adquisición de maquinaria especializada como los taladros de perforación; escasez de mano de obra experta; proveedores con inadecuado desempeño o desconocimiento de la industria; aumento de los precios en servicios y maquinaria de mantenimiento; dificultades para negociar o mantener contratos de abastecimiento, entre otros. Cualquiera de esas circunstancias puede tener un impacto sobre la capacidad de la Empresa de desarrollar nuevos proyectos y generar atrasos en el desarrollo de proyectos existentes y, por lo tanto, sobre la condición financiera y resultados de ECOPETROL.

### **8.14. Situaciones relativas a los países en los que opera el Emisor**

Ver numeral 8.11, Riesgos de la Estrategia Actual del Emisor

### **8.15. Adquisición de Activos Distintos a los del Giro Normal del Negocio del Emisor**

No aplica

### **8.16. Vencimiento de Contratos de Abastecimiento**

No aplica

### **8.17. Impacto de Posibles Cambios en las Regulaciones que Atañen al Emisor**

***Las operaciones de ECOPETROL están sujetas a una extensa regulación***

La industria colombiana de los hidrocarburos se encuentra sujeta a una regulación y supervisión extensiva por parte del Gobierno Nacional sobre múltiples aspectos, incluyendo el otorgamiento de bloques para la exploración y producción de hidrocarburos por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la imposición de obligaciones específicas de perforación y exploración, restricciones en la producción, control de precios, gastos de capital y reducción de inversiones. La regulación vigente aplica virtualmente para todos los aspectos de la operación de ECOPETROL en Colombia y en el exterior. Las actividades de comercialización de algunos de los productos también cuentan con una extensa regulación. Esta regulación está sujeta a cambio por el regulador afectando la habilidad de ECOPETROL de comercializar sus productos.

Los términos y condiciones de los contratos suscritos con la ANH bajo los cuales ECOPETROL realiza actividades de exploración y producción de crudo y gas natural generalmente reflejan negociaciones con la ANH y otras autoridades gubernamentales y autoridades colombianas y pueden variar por campos, cuencas e hidrocarburos descubiertos.

ECOPETROL está obligado, como lo están todas las compañías del sector que realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos en Colombia, a pagar un porcentaje sobre la producción obtenida al Gobierno Nacional a título de regalías. El Gobierno Nacional ha modificado el programa de regalías para la producción de crudo y gas natural en repetidas ocasiones a lo largo de los últimos 20 años, así como también ha modificado el régimen que regula los nuevos contratos suscritos con el Gobierno Nacional. Desde el año 2002, el régimen de regalías aplicable a los contratos suscritos a la fecha con el Gobierno Nacional para la producción de crudo está atado a una escala que empieza en 8% para una producción de hasta 5.000 bpd, aumentando hasta un 25% para producción superior a los 600.000 bpd. Las regalías para la producción de gas natural también se encuentran sujetas a una escala, la cual depende de donde se encuentra localizado el campo productor (costa adentro o costa afuera) y oscilan entre 8% y 25%.

En el futuro, el Gobierno Nacional podría otra vez modificar el programa de regalías para nuevos contratos y dichos cambios podrían tener un efecto material adverso para ECOPETROL en los contratos futuros de exploración y producción en Colombia.

***Nuevos impuestos o aumentos en los mismos como resultado de las modificaciones en la normatividad tributaria o la interpretación de la misma en Colombia puede afectar adversamente los resultados de la operación y situación financiera de la Compañía***

Las nuevas leyes y regulaciones en materia tributaria, y las incertidumbres sobre la interpretación en relación con las actuales y futuras políticas fiscales, representan un riesgo para ECOPETROL. En los últimos años, el Congreso de la República de Colombia y las autoridades fiscales han establecido impuestos adicionales y han promulgado modificaciones a los impuestos relacionados con transacciones financieras (gravamen a los movimientos financieros), impuesto de renta, impuesto al valor agregado o IVA e impuestos sobre el patrimonio neto.

Los cambios en las leyes y regulaciones relacionadas con los impuestos, y las interpretaciones de las mismas, pueden afectar las cargas fiscales mediante un incremento de las tasas y tarifas, la creación de nuevos impuestos, restricciones en las deducciones de impuestos y la eliminación de incentivos fiscales e ingresos no gravados.

Adicionalmente, las autoridades fiscales y judiciales podrían interpretar la normatividad tributaria de forma diferente a ECOPETROL, lo que puede dar lugar a litigios en materia tributaria y costos asociados y sanciones. Para propósitos del impuesto de renta colombiano, por regla general, los dividendos que se distribuyan de las utilidades gravadas a nivel corporativo no están gravados ni sujetos a retención en la fuente al nivel del accionista. Las reglas y normas fiscales de tratados se pueden aplicar en la distribución de dividendos cuando un accionista es residente en un país o una jurisdicción que ha celebrado un tratado en materia tributaria con Colombia. Sin embargo, este tratamiento fiscal puede cambiar en el futuro, y cualquier cambio podría tener un efecto adverso en los resultados de la operación y situación financiera de ECOPETROL.

## **8.18. Impacto de Disposiciones Ambientales**

***ECOPETROL está sujeto a extensivas regulaciones ambientales en Colombia y los demás países en que opera, y en algunos de los contratos de crédito está bajo la obligación de cumplir con los estándares medio ambientales internacionales.***

Las operaciones de ECOPETROL están sujetas a regulaciones ambientales del ámbito nacional, departamental y local en Colombia. Normas ambientales y regulaciones son aplicables a las actividades de exploración, producción, transporte, refinería, suministro y mercadeo, así como también a los biocombustibles que produce ECOPETROL. Estas normas establecen, entre otras cosas, estándares de calidad para productos de hidrocarburos, emisiones de aire y gases de efecto invernadero, descargas de agua y manejo de desechos, estándares ambientales para pozos abandonados, polución de agua y el almacenamiento, manejo, transporte y tratamiento general de hidrocarburos en Colombia. Actualmente, todos los proyectos exploratorios en áreas que aún no cuentan con licencia deben contar con una evaluación de impacto ambiental y deben recibir una licencia ambiental del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (antes Ministerio del Medio Ambiente). El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible inspecciona rutinariamente los campos, refinerías y demás sitios de producción de ECOPETROL, y puede iniciar investigaciones que pueden terminar en multas, restricciones a las operaciones u otras sanciones por el incumplimiento de la normatividad ambiental.

ECOPETROL también está sujeto a regulaciones ambientales regionales emitidas por las Corporaciones Autónomas Regionales o autoridades ambientales regionales, que supervisan el cumplimiento de las mismas por parte de las compañías petroleras. Si ECOPETROL no cumple con estas normas ambientales nacionales o regionales, se expone a sanciones administrativas y penales, que incluyen advertencias, multas y órdenes de cierre de sus instalaciones.

El cumplimiento de normas ambientales se ha agudizado en Colombia en años recientes y como resultado se ha asignado un porcentaje mayor de los gastos de ECOPETROL para el cumplimiento de estas normas. Si las leyes ambientales continúan imponiéndole a ECOPETROL gastos y costos adicionales, y en la medida que leyes y regulaciones relacionadas con el cambio climático se vuelven aplicables para la Compañía, ECOPETROL podría necesitar reducir las inversiones en proyectos estratégicos para poder asignar fondos para el cumplimiento en materia ambiental. ECOPETROL está expuesto a demoras en la obtención de licencias ambientales por parte de la Asociación Nacional de Licencias Ambientales (la agencia gubernamental encargada de las licencias ambientales), lo que puede conllevar a sobrecostos o cambios en los planes de inversión de la Compañía. Estos costos adicionales podrían tener un impacto negativo en la rentabilidad de los proyectos que tienen pensado desarrollar o hacerlos poco atractivos económicamente, teniendo a su vez un impacto negativo en el resultado de las operaciones y condición financiera de ECOPETROL.

ECOPETROL está sujeto a regulaciones ambientales extranjeras para las actividades de exploración realizadas fuera de Colombia. El incumplimiento de estas normas ambientales extranjeras puede resultar en investigaciones por autoridades ambientales extranjeras, lo que puede acarrear multas, advertencias o suspensiones temporales de las operaciones, lo que tendría un impacto negativo en el resultado de la operación y condición financiera de la Compañía.

Bajo algunos de sus contratos de crédito, ECOPETROL tiene la obligación de cumplir con los estándares medio ambientales internacionales establecidos por los prestamistas o instituciones multilaterales. El incumplimiento de dichos estándares puede dar lugar a la ocurrencia de un evento de incumplimiento de los contratos de crédito que ECOPETROL o una de sus subsidiarias hayan firmado, lo que podría afectar su condición financiera. Tal es el caso del contrato de crédito ejecutado por ECOPETROL para financiar la adquisición de bienes o servicios de Estados Unidos de América y las facilidades de crédito ejecutada por Reficar para financiar su proyecto de expansión y modernización, que incluyen una obligación de cumplir con los procedimientos y guías medio ambientales del U.S. Exim Bank y los enfoques comunes en materia de medio ambiente y de crédito a la exportación con apoyo oficial, que estableció la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).

***Iniciativas legales y regulatorias relacionadas con la fracturación hidráulica y otras actividades de perforación de petróleo no convencional y reservas de gas podrían aumentar el costo de implementación del plan estratégico de ECOPETROL y los futuros costos de realizar negocios o causar retrasos y afectar adversamente sus operaciones***

La fracturación hidráulica es usada comúnmente en procesos que involucran la inyección de agua, arena y pequeños volúmenes de químicos en el pozo para fracturar rocas contentivas de hidrocarburos, miles de pies por debajo de la superficie, para facilitar un mayor flujo de hidrocarburos en el pozo. El plan estratégico de la Compañía contempla el uso de fracturación hidráulica en la producción de petróleo y gas natural de ciertos yacimientos, especialmente formaciones de gas “Shale”. Actualmente, ECOPETROL no tiene información sobre ningún proyecto de regulación en materia de fracturación hidráulica, aparte de la regulación actualmente vigente, la cual ha permitido el uso de esta técnica de estimulación de yacimientos y pozos por décadas en Colombia. Sin embargo, numerosas iniciativas en regiones fuera de Colombia con grandes recursos de gas “Shale”, han sido o pueden ser propuestas o implementadas para regular las prácticas de fracturación hidráulica, limitar la extracción y uso del agua, exigir la divulgación de los fluidos constitutivos de fracturación, restringir cuáles aditivos se pueden utilizar o implementar prohibiciones temporales o permanentes sobre la fracturación hidráulica.

En el evento que Colombia adopte regulaciones similares, frente a lo cual ECOPETROL no puede anticiparse en este momento, la imposición de una regulación tan exigente y de requerimientos relacionadas con el uso de fracturación hidráulica en Colombia, pueden significativamente incrementar los costos o causar retrasos en la implementación del plan estratégico de ECOPETROL o afectar adversamente sus operaciones.

#### **8.19. Existencia de Créditos que Obliguen al Emisor a Conservar Determinadas Proporciones en su Estructura Financiera**

A 31 de Marzo de 2013, ECOPETROL no tenía créditos que obliguen al Emisor a conservar determinadas proporciones en su estructura financiera.

#### **8.20. Existencia de Documentos sobre Operaciones a Realizar que Podrían afectar el Desarrollo Normal del Negocio**

No aplica.

#### **8.21. Factores Políticos**

*Se han presentado ciertos acontecimientos en Colombia y en el exterior, que han dado lugar a tensiones políticas entre Colombia y algunos de sus países vecinos.*

Las relaciones diplomáticas entre Colombia y algunos de sus vecinos, en particular Ecuador y Venezuela, han sido bastante tensas en el pasado. Estas tensiones políticas se incrementaron por las denuncias del Gobierno Nacional que los países vecinos estaban dando soporte a los grupos guerrilleros, al igual que por alegatos de Venezuela denunciando que el ejército colombiano ha sobrepasado sus fronteras en persecución de miembros de las FARC. El ejército de Colombia y su fuerza aérea continúan combatiendo a los miembros de las FARC por todo el territorio colombiano, incluyendo sus fronteras. Sin embargo, a pesar que las relaciones con los vecinos se han estabilizado recientemente, no se puede asegurar que eventos similares no se presenten de nuevo y las tensiones se incrementen con los países vecinos, que como en el pasado, y en el futuro podrían impactar negativamente la economía colombiana y la situación de seguridad en general.

*Colombia ha experimentado problemas internos de orden público que han tenido o pueden tener en el futuro un impacto negativo en la economía colombiana y en el desempeño de ECOPETROL*

Colombia ha experimentado problemas internos de orden público, primordialmente debido a actividades de las guerrillas, los grupos paramilitares, carteles del narcotráfico y bandas criminales conocidas como BACRIM. De tiempo en tiempo, las guerrillas atacan los oleoductos de transporte de crudo, incluyendo los oleoductos de Caño Limón-Coveñas, Orensa y Transandino, y otra infraestructura relacionada con el transporte de crudo, interrumpiendo las actividades de ECOPETROL y sus socios comerciales. Durante 2011 y 2012, estos ataques se han intensificado y en varias ocasiones los ataques han resultado en paradas no programadas en los sistemas de transporte con el fin reparar las secciones dañadas y efectuar operaciones de limpieza, así como la presencia de producción diferida en algunos de los campos de la Compañía. Los grupos guerrilleros y otros grupos ilegales armados también atacan la infraestructura de transporte de gas. A pesar que ECOPETROL no tiene interés en el transporte de gas natural, estos ataques han afectado la producción de la Compañía. Estas actividades, su posible escalamiento y efectos

asociados con ellos, han y podrán tener impacto en la economía colombiana y en ECOPETROL, lo cual puede afectar los clientes de la Compañía, sus empleados, activos y el medio ambiente, resultando en gastos adicionales de contención, limpieza y reparación para la Compañía. En contexto con esta compleja situación de seguridad, denuncias y juicios han sido elevados contra miembros del Congreso de Colombia y altos dignatarios del Gobierno Nacional por sus posibles nexos con grupos ilegales. Esta situación puede tener un efecto negativo en la credibilidad del Gobierno Nacional, que a su vez puede tener un impacto negativo en el futuro en la economía colombiana o en ECOPETROL.

Recientemente, el Gobierno Nacional inició negociaciones para llegar a un acuerdo de paz con las Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia – FARC-, el grupo guerrillero más grande de Colombia. Este es el último intento de una serie de infructuosas negociaciones entre el Gobierno Nacional y las FARC. Mientras que se está adelantando el proceso, las operaciones militares y las hostilidades continúan. Si las negociaciones fracasan, puede incrementarse la intensidad del conflicto armado interno, generando un deterioro de la seguridad nacional de Colombia, y en consecuencia, afectando negativamente los resultados de operación de ECOPETROL.

**8.22. Compromisos Conocidos por el Emisor, que pueden Significar un Cambio de Control en sus Acciones**

No aplica.

**8.23. Dilución Potencial de Inversionistas**

No aplica.

## 9. ANEXOS

### 9.1. Declaración de la Nación en su calidad de Accionista Mayoritario.

#### DECLARACION DE LA NACION EN SU CALIDAD DE ACCIONISTA MAYORITARIO DE ECOPETROL S.A.

(fecha)

26 JUL 2007

OSCAR IVÁN ZULUAGA ESCOBAR, mayor de edad, identificado con la cédula de ciudadanía número de 79.145.129 de Usaquén, obrando en mi calidad de Ministro de Hacienda y Crédito Público y, como tal, actuando en representación de la Nación como accionista mayoritario de ECOPETROL S.A., por medio del presente documento formulo las declaraciones que se consignan a continuación de las siguientes

#### CONSIDERACIONES:

- 1) Que por Decreto Ley 1760 de 2003 la Empresa Colombiana de Petróleos, empresa industrial y comercial del Estado vinculada al Ministerio de Minas y Energía, quedó organizada como sociedad pública por acciones, del tipo de las anónimas, denominada ECOPETROL S.A.
- 2) Que a la constitución de ECOPETROL S.A. como sociedad pública por acciones concurren como accionistas, además de la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público, la Fiduciaria La Previsora S.A., el Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo – FONADE, la Financiera de Desarrollo Territorial – FINDETER, La Previsora Compañía de Seguros S.A., y el Fondo Nacional de Garantías S.A.
- 3) Que por Ley 1118 de 2006 el Congreso de Colombia autorizó a ECOPETROL S.A. la emisión de acciones para que sean colocadas en el mercado público de valores, pudiendo ser adquiridas un máximo del veinte por ciento (20%) por personas naturales o jurídicas. Así, una vez colocadas esas acciones, total o parcialmente, en manos del público, ECOPETROL S.A. se transformará en una sociedad de economía mixta, en la que la Nación continuará siendo el accionista mayoritario.
- 4) Que las prácticas de buen gobierno corporativo recomiendan integrar las juntas directivas con miembros que satisfagan perfiles definidos en función del sector económico en el que se desempeña la respectiva compañía y del objeto social de la misma, de manera transparente e independiente, para evitar futuros conflictos de interés entre los directores, administradores, accionistas y los diferentes grupos de interés.
- 5) Que las afirmaciones y compromisos que se incluyen en la presente declaración apuntan a garantizar la aplicación de las prácticas de buen gobierno corporativo en ECOPETROL S.A.
- 6) Que la Nación ha decidido unilateralmente obligarse con quienes adquieran acciones de ECOPETROL S.A. de manera libre, expresa y espontánea a votar en la Asamblea General de Accionistas, en adelante, "Asamblea", en el sentido que aparece en la presente declaración:

**PRIMERO. Política de Dividendos:** Con el propósito de garantizar efectivamente el derecho de todos los accionistas a recibir dividendos de conformidad con lo establecido en la Ley, la Nación entiende que para efectos de la repartición de utilidades se deben considerar como utilidades líquidas las resultantes de la aplicación del siguiente procedimiento:

(a) Se toman las utilidades arrojadas por la compañía con base en los Estados Financieros reales y fidedignos de cada ejercicio; de este valor se restan exclusivamente los rubros correspondientes a: (i) enjugar las pérdidas de ejercicios anteriores que afecten el capital, es decir, cuando a consecuencia de las mismas se reduzca el patrimonio neto por debajo del monto del capital suscrito (si las hubiere), (ii) la reserva legal y las estatutarias (si las hubiere), (iii) las apropiaciones para el pago del impuesto de renta y complementarios;

(b) Al saldo así determinado, se le aplican los porcentajes a distribuir de conformidad con lo establecido en la Ley. Este valor será el monto mínimo a distribuir como dividendo en cada periodo;

(c) Las sumas que resultaren después de haber repartido los dividendos mínimos quedarán a disposición de la Asamblea para efectuar las reservas ocasionales o para ser distribuidas como dividendos en adición a los dividendos mínimos establecidos en el literal b).

**SEGUNDO. Compromiso de la Nación de incluir en su lista de candidatos a miembros de Junta Directiva a personas propuestas por los departamentos productores de hidrocarburos explotados por ECOPETROL S.A. y por los Accionistas Minoritarios de ECOPETROL S.A.:** La Nación se compromete por medio de la presente declaración a que, en las Asambleas donde se vaya a elegir a los miembros de la Junta Directiva de ECOPETROL S.A., incluirá en su lista de candidatos para los renglones octavo y noveno a personas propuestas por los Departamentos Productores de Hidrocarburos explotados por ECOPETROL S.A., y por los accionistas minoritarios, así:

- a) En desarrollo de lo establecido en el parágrafo primero del artículo 5 de la Ley 1118 de 2006, en el octavo renglón, la Nación incluirá en su lista de candidatos a miembros de la Junta Directiva a una persona designada por los Gobernadores de los Departamentos Productores de Hidrocarburos explotados por ECOPETROL S.A. El nombre del respectivo candidato deberá ser escogido por los Gobernadores de dichos Departamentos, por mayoría simple, mediante votación previa; el resultado de esta deberá ser remitido al Ministerio de Hacienda y Crédito Público máximo con diez días de anterioridad a la realización de la respectiva reunión de la Asamblea. En caso que, por cualquier motivo, no sea remitido el nombre del candidato dentro de la oportunidad establecida, la Nación incluirá en su lista de candidatos a miembros de la Junta Directiva a una de las personas que haya sido designada por los Gobernadores, quien, en todo caso, deberá cumplir con los requisitos que se establecen en el presente artículo.

Para estos efectos, la Nación se compromete a convocar a una Asamblea de Accionistas y a votar para que la presente previsión sea incluida en los estatutos sociales.

Adicionalmente, la Nación se compromete a votar en dicha Asamblea para que se incluya en los Estatutos Sociales la definición de Departamentos Productores de Hidrocarburos explotados por ECOPETROL S.A., en los siguientes términos: "se entenderá por Departamentos Productores de Hidrocarburos explotados por ECOPETROL S.A. la

contenida en el artículo 4° de la Ley 756 de 2002, o aquella que la modifique, adicione o sustituya en donde ECOPETROL S.A realice explotación de hidrocarburos directamente o en asociación con un tercero. En dicha ley se define como Departamento Productor aquel cuyos ingresos por concepto de regalías y compensaciones, incluyendo las de sus municipios productores, sea igual o superior al tres por ciento (3%) del total de las regalías y compensaciones que genera el país. No se tendrán en cuenta las asignaciones de recursos propios del Fondo Nacional de Regalías, ni las recibidas por los departamentos como producto de las reasignaciones establecidas en el artículo 54 de la Ley 141 de 1994"

- b) En el noveno renglón, la Nación incluirá en su lista de candidatos a miembros de la Junta Directiva, a una persona designada por los diez (10) Accionistas Minoritarios con mayor participación accionaria. El nombre del respectivo candidato deberá ser escogido por mayoría simple, mediante votación previa, el resultado de la cual deberá ser remitido al Ministerio de Hacienda y Crédito Público máximo con diez días de anterioridad a la realización de la respectiva reunión de la Asamblea. Si dichos Accionistas Minoritarios no llegaren a un acuerdo, la Nación incluirá en su lista a la persona que designen los cinco (5) accionistas minoritarios con mayor participación accionaria. Si dichos accionistas no llegaran a un acuerdo con anterioridad a la fecha de la Asamblea en la que se realice la respectiva elección, la Nación quedará en libertad de proponer un candidato que deberá, en todo caso, cumplir con los requisitos que se establecen en el presente artículo.

Para los efectos señalados en literal a) y b) del presente artículo, se entenderá que el compromiso de la Nación de votar por candidatos que le propongan los accionistas minoritarios de ECOPETROL S.A. y los Departamentos Productores de Hidrocarburos explotados por ECOPETROL S.A., estará sujeto a que cada uno de los candidatos propuestos cumpla con las siguientes condiciones:

(i) Que los perfiles se ajusten a los definidos para los miembros de la Junta Directiva de ECOPETROL S.A. de conformidad con lo establecido en los Estatutos Sociales y,

(ii) Que acrediten que cumplen con la calidad de miembro independiente de acuerdo con la definición de independencia establecida en el parágrafo del artículo 44 de la Ley 964 de 2005 o cualquier disposición que la reglamente o modifique.

(iii) El compromiso de la Nación establecido en el literal b) perderá su vigencia en el momento en el cual los accionistas minoritarios puedan, de acuerdo con su participación accionaria, nombrar un miembro en la Junta Directiva de ECOPETROL S.A. por derecho propio. Lo anterior sin perjuicio de lo establecido en el artículo sexto de la presente declaración.

**TERCERO. Temas no contemplados en el orden del día en Asambleas Extraordinarias:** La Nación se compromete a apoyar con su voto las iniciativas dirigidas a que se permita la inclusión de temas adicionales a los previstos en el orden del día en las reuniones extraordinarias de la Asamblea de ECOPETROL S.A., si éstas son presentadas por uno o más accionistas que representen por lo menos el dos por ciento (2%) de las acciones suscritas de la sociedad.

La Nación se compromete a votar en la Asamblea de Accionistas para que esta previsión sea contenida en los estatutos sociales.

**CUARTO. Decisiones en la Asamblea de Accionistas:** La Nación se compromete, de acuerdo con su participación accionaria, a que la disposición de activos cuyo monto sea igual o superior al 15% de la capitalización bursátil de ECOPETROL S.A., será discutida y decidida en el seno de la Asamblea General de Accionistas y la Nación sólo podrá votar afirmativamente, si el voto de los accionistas minoritarios es igual o superior al 2% de las acciones suscritas por los accionistas diferentes de la Nación.

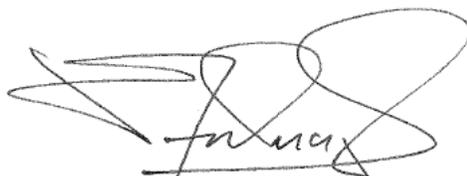
No obstante lo anterior, si no se alcanza la mayoría establecida a que hace referencia el presente artículo, la Nación podrá solicitar la convocatoria a una nueva reunión de la Asamblea de Accionistas en los términos establecidos en los estatutos sociales y en dicha reunión tales decisiones podrán ser tomadas con la mayoría prevista en la Ley o en los estatutos sociales.

Para estos efectos la Nación, se compromete a convocar a una Asamblea de Accionistas y a votar para que la presente previsión sea elevada a los estatutos sociales.

**QUINTO. Derecho de retiro:** En los eventos consagrados en los artículos 12 y siguientes de la Ley 222 de 1995, o las normas que los adicionen, modifiquen o sustituyan, relacionados con el ejercicio del derecho de retiro, si no es posible llegar a un acuerdo sobre el precio de las acciones, la Nación se compromete a proponer a la Asamblea y a votar de forma tal que el valor de adquisición y/o reembolso de las Acciones se determine de la siguiente manera, sin perjuicio de que el accionista opte por el procedimiento establecido en la ley para el efecto: La Cámara de Comercio de Bogotá designará una firma de banca de inversión de reconocida experiencia en el mercado nacional o internacional, quien deberá establecer el valor de las Acciones. La valoración de la firma de banca de inversión será final y obligatoria para las Partes. Los costos de la firma de banca de inversión anteriormente mencionada, serán asumidos por ECOPETROL S.A.

**SEXTO. Duración y Terminación:** Esta Declaración se aplicará durante diez (10) años contados a partir de la fecha de su suscripción. En todo caso, las obligaciones y compromisos asumidos por la Nación bajo esta declaración terminarán y perderán su vigencia y efectos en los siguientes casos: **a)** En cualquier evento de disolución o liquidación de ECOPETROL S.A.; **b)** Cuando la Nación pierda su condición de accionista mayoritario de ECOPETROL S.A.; **c)** Cuando la Nación y los accionistas minoritarios que representen más de la mitad más una de las acciones de propiedad de los accionistas minoritarios den su consentimiento a dicha terminación.

**SEPTIMO: Ley Aplicable.** Esta declaración se regirá e interpretará de conformidad con la ley colombiana.



**OSCAR IVÁN ZULUAGA ESCOBAR**  
Ministro de Hacienda y Crédito Público

**9.2.** Estados Financieros no Consolidados de ECOPETROL con corte al 31 de Marzo de 2013 y 2012.

***ECOPETROL S. A.***

*Notas a los Estados Financieros Intermedios no Consolidados*

*Por los períodos de tres meses que terminaron el 31 de marzo de 2013 y 2012 (no auditados) y el año terminado el 31 de diciembre de 2012*

---

## **Certificación del Representante Legal y Contador de la Compañía**

A los señores Accionistas de Ecopetrol S. A.:

24 de mayo de 2013

Los suscritos Representante Legal y Contador de la Compañía certificamos que los estados financieros no consolidados de la Compañía al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 y por los períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012, han sido fielmente tomados de los libros y que antes de ser puestos a su disposición y de terceros, hemos verificado las siguientes afirmaciones contenidas en ellos:

1. Todos los activos y pasivos, incluidos en los estados financieros no consolidados de la Compañía al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, existen y todas las transacciones incluidas en dichos estados se han realizado durante los años terminados en esas fechas.
2. Todos los hechos económicos realizados por la Compañía, durante los periodos terminados el 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, han sido reconocidos en los estados financieros no consolidados.
3. Los activos representan probables derechos económicos futuros (derechos) y los pasivos representan probables obligaciones actuales y futuras, obtenidos o a cargo de la Compañía al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 y por los periodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012.
4. Todos los elementos han sido reconocidos por sus valores apropiados, de acuerdo con los principios de contabilidad pública generalmente aceptados, promulgados por la Contaduría General de la Nación.
5. Todos los hechos económicos que afectan la Compañía han sido correctamente clasificados, descritos y revelados en los estados financieros no consolidados.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente

Óscar Monroy Gómez  
Contador Público  
T. P. 41534 - T

ECOPETROL S. A.  
Balances Generales no Consolidados  
A 31 de marzo de 2013 (no auditado) y 31 de diciembre de 2012  
(Expresados en millones de pesos colombianos)

<u>Activos</u>	A 31 marzo <u>2013</u>	A 31 diciembre <u>2012</u>
Activos corrientes:		
Efectivo y equivalentes de efectivo (notas 2 y 3)	3.977.392	5.260.111
Inversiones (notas 2 y 4)	809.095	1.367.014
Cuentas y documentos por cobrar, neto (notas 2 y 5)	5.275.217	4.512.756
Inventarios, neto (nota 6)	2.678.178	2.393.400
Anticipos, avances y depósitos (notas 2 y 7)	4.683.542	4.306.331
Gastos pagados por anticipado (nota 8)	56.339	70.490
Total activos corrientes	17.479.763	17.910.102
Activos no corrientes:		
Inversiones (notas 2 y 4)	19.175.950	18.651.177
Cuentas y documentos por cobrar, neto (nota 5)	1.556.069	1.562.097
Anticipos, avances y depósitos (notas 2 y 7)	173.655	163.532
Depósitos entregados en administración (nota 9)	331.109	323.665
Propiedades, planta y equipo, neto (nota 10)	23.313.035	22.935.477
Recursos naturales y del medio ambiente, neto (nota 11)	15.384.605	15.694.807
Cargos diferidos (notas 12)	2.877.247	3.327.021
Otros activos (notas 2 y 13)	3.352.300	3.402.438
Valorizaciones (nota 20)	16.723.304	16.677.664
Total activos	100.367.037	100.647.980
<u>Pasivos y Patrimonio de los accionistas</u>		
Pasivos corrientes:		
Obligaciones financieras (nota 14)	452.261	454.363
Cuentas por pagar y entes relacionados (notas 2 y 15)	17.977.188	10.522.981
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar (nota 16)	7.440.910	7.177.441
Obligaciones laborales y pensionales (nota 17)	181.183	207.037
Pasivos estimados y provisiones (notas 2 y 18)	1.124.508	1.134.859
Total pasivos corrientes	27.176.050	19.496.681
Pasivos no corrientes:		
Obligaciones financieras (notas 2 y 14)	5.059.176	5.021.256
Obligaciones laborales y pensionales (nota 17)	4.160.086	4.063.881
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar (nota 16)	476.494	476.494
Pasivos estimados y provisiones (nota 18)	4.240.108	4.227.341
Otros pasivos a largo plazo (nota 19)	2.110.970	2.103.815
Total pasivos	43.222.884	35.389.468
Patrimonio de los accionistas:		
(Nota 20 y ver estado no consolidado adjunto)	57.144.153	65.258.512
Total pasivos y patrimonio de los accionsitas	100.367.037	100.647.980
Cuentas de orden (Nota 21) :		
Deudoras	133.287.165	131.388.436
Acreedoras	(110.850.887)	(109.085.671)

Las notas que se acompañan son parte integrante de los estados financieros no consolidados.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa  
Contador Público  
T. P. 167682- T  
(Ver certificación adjunta)

Luisa Fernanda Salcedo S.  
Revisor Fiscal  
T. P. 14622- T  
(Ver mi informe de revisión limitada, adjunto)

ECOPETROL S. A.

Estados de Actividad Financiera,  
Económica, Social y Ambiental, no Consolidados (no auditados).  
Por los períodos de tres meses que terminaron el 31 de marzo de 2013 y 2012  
(En millones de pesos colombianos, excepto la utilidad neta  
por acción que está expresada en pesos colombianos)

	31 de marzo 2013	31 de marzo 2012
Ingresos por ventas (nota 22)		
Ventas nacionales	5.114.099	4.965.503
Ventas al exterior	9.657.714	10.479.800
Total ingresos	<u>14.771.813</u>	<u>15.445.303</u>
Costo de ventas (nota 23)	8.512.198	7.966.779
Utilidad bruta	<u>6.259.615</u>	<u>7.478.524</u>
Gastos operacionales de (nota 24)		
Administración	(155.319)	151.092
Operación y proyectos	(436.341)	508.753
Utilidad operacional	<u>5.667.955</u>	<u>6.818.679</u>
Ingresos (gastos) no operacionales		
Ingresos (gastos) financieros, neto (nota 25)	142.396	(230.745)
Gastos de jubilados (notas 17 y 26)	(163.843)	(155.653)
Ganancia por inflación (nota 27)	-	5.367
Otros (gastos) e ingresos, neto (nota 28)	(503.699)	(467.419)
Resultados en sociedades, neto (nota 29)	153,678	443.964
Utilidad antes de impuesto sobre la renta	<u>5.296.487</u>	<u>6.414.194</u>
Impuesto de renta (nota 16)		
Provisión para impuesto sobre la renta	1.800.806	2.071.143
Utilidad neta del año	<u>3.495.681</u>	<u>4.343.051</u>
Utilidad neta por acción	<u>85.02</u>	<u>105.63</u>

Las notas que se acompañan son parte integrante de los estados financieros no consolidados.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa  
Contador Público  
T. P. 167682- T  
(Ver certificación adjunta)

Luisa Fernanda Salcedo S.  
Revisor Fiscal  
T. P. 14622- T  
(Ver mi informe de revisión limitada,  
adjunto)

ECOPETROL S. A.  
Estados de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas no Consolidados (no auditados)  
Por los periodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012  
(Expresados en millones de pesos colombianos, excepto el dividendo por acción que está expresado en pesos colombianos)

	Capital suscrito y pagado	Prima en colocación de acciones	Reserva legal y otras	Patrimonio institucional incorporado	Superávit método de participación	Superávit por valorizaciones	Efecto Régimen Contabilidad Pública	Utilidades acumuladas	Total patrimonio de los accionistas
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2011</b>	10.279.175	6.788.144	9.179.411	174.080	4.358.295	9.479.961	(696.361)	15.448.333	55.011.038
Distribución de dividendos (\$300 por acción)	-	-	-	-	-	-	-	(12.335.009)	(12.335.009)
Prima en colocación de acciones	-	4.056	-	-	-	-	-	-	4.056
Prima en colocación de acciones por cobrar	-	114.603	-	-	-	-	-	-	114.603
Superávit por valorizaciones	-	-	-	-	-	(110.704)	-	-	(110.704)
Revalorización de propiedad planta y equipo	-	-	-	-	-	-	211	-	211
Apropiación para reserva legal	-	-	187.958	-	-	-	-	(187.958)	-
Apropiación reserva Decreto Reglamentario 2336/95	-	-	1.829.362	-	-	-	-	(1.829.362)	-
Apropiación reserva utilidades no realizadas del Grupo Empresarial	-	-	2.123.538	-	-	-	-	(2.123.538)	-
Apropiación reserva para fortalecer la integridad de la infraestructura de transporte	-	-	605.135	-	-	-	-	(605.135)	-
Liberación reserva utilidades no realizadas de Grupo Empresarial años anteriores	-	-	(1.086.070)	-	-	-	-	1.086.070	-
Liberación reservas pago dividendos emisión acciones 2011	-	-	(449.904)	-	-	-	-	449.904	-
Liberación reserva Decreto Reglamentario 2336/95 año anterior	-	-	(96.695)	-	-	-	-	96.695	-
Ajuste por diferencia en cambio superávit método participación	-	-	-	-	(463.825)	-	-	-	(463.825)
Ajuste en conversión de filiales en el extranjero	-	-	-	-	502.870	-	-	-	502.870
Utilidad neta del periodo	-	-	-	-	-	-	-	4.343.051	4.343.051
<b>Saldo al 31 de marzo de 2012</b>	<b>10.279.175</b>	<b>6.906.803</b>	<b>12.292.735</b>	<b>174.080</b>	<b>4.397.340</b>	<b>9.369.257</b>	<b>(696.150)</b>	<b>4.343.051</b>	<b>47.066.291</b>
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2012</b>	\$ 10.279.175	6.954.247	12.292.735	174.080	3.923.893	16.677.664	(16.232)	14.972.950	65.258.512
Distribución de dividendos (\$291 por acción)	-	-	-	-	-	-	-	(11.964.959)	(11.964.959)
Prima en colocación de acciones por cobrar	-	28	-	-	-	-	-	-	28
Superávit por valorizaciones	-	-	-	-	-	45.642	-	-	45.642
Revalorización de propiedad planta y equipo	-	-	-	-	-	-	9	-	9
Apropiación reserva Decreto Reglamentario 2336/95	-	-	215.407	-	-	-	-	(215.407)	-
Apropiación reserva no realizada del Grupo Empresarial	-	-	3.461.741	-	-	-	-	(3.461.741)	-
Apropiación reserva para nuevas exploraciones	-	-	2.595.113	-	-	-	-	(2.595.113)	-
Apropiación reserva para ejecución de proyectos de inversión	-	-	2.628.878	-	-	-	-	(2.628.878)	-
Apropiación reserva para campaña de perforación Infill	-	-	1.260.000	-	-	-	-	(1.260.000)	-
Liberación reserva utilidades no realizadas de compañías del Grupo Empresarial años anteriores	-	-	(2.595.113)	-	-	-	-	2.595.113	-
Liberación reserva para fortalecer la integridad de la infraestructura de transporte	-	-	(605.135)	-	-	-	-	605.135	-
Liberación reserva Decreto Reglamentario 2336/95 año anterior	-	-	(1.829.362)	-	-	-	-	1.829.362	-
Liberación utilidades no realizadas del Grupo Empresarial	-	-	(2.123.538)	-	-	-	-	2.123.538	-
Ajuste por diferencia en cambio superávit método participación	-	-	-	-	356.348	-	-	-	356.348
Ajuste en conversión de filiales en el extranjero	-	-	-	-	(47.108)	-	-	-	(47.108)
Utilidad neta del periodo	-	-	-	-	-	-	-	3.495.681	3.495.681
<b>Saldo al 31 de marzo de 2013</b>	<b>10.279.175</b>	<b>6.954.275</b>	<b>15.300.726</b>	<b>174.080</b>	<b>4.233.133</b>	<b>16.723.306</b>	<b>(16.223)</b>	<b>3.495.681</b>	<b>57.144.153</b>

Las notas que se acompañan son parte integrante de los estados financieros no consolidados.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa  
Contador Público  
T. P. 167682- T  
(Ver certificación adjunta)

Luisa Fernanda Salcedo S.  
Revisor Fiscal  
T. P. 14622- T  
(Ver mi informe de revisión limitada, adjunto)

ECOPETROL S. A.  
Estados de Flujos de Efectivo no Consolidados (no auditados).  
Por los períodos de tres meses que terminaron el 31 de marzo de 2013 y 2012  
(Expresados en millones de pesos colombianos)

	31 de marzo 2013	31 de marzo 2012
Flujos de efectivo de las actividades de operación:		
Utilidad neta del período	3.495.681	4.343.051
Movimiento de partidas que no involucran efectivo:	-	-
Depreciación propiedades, planta y equipo	361.080	306.752
Amortizaciones:		
Recursos naturales	694.734	611.041
Abandono de instalaciones	88.961	98.460
Pasivos pensionales por salud y educación	97.414	95.839
Intangibles	73.385	72.518
Cargos diferidos	42.115	36.915
Corrección monetaria diferida, neto	-	(5.367)
Provisiones:		
Cuentas por cobrar	26.583	11.288
Inventarios	4.253	-
Propiedades, planta y equipo	-	17.255
Litigios y procesos judiciales	2.832	33.921
Conmutación pensional	-	106.451
Otras	20	13.125
Recuperación provisiones:		
Cuentas por cobrar	(1.518)	-
Inventarios	-	(5.629)
Propiedades, planta y equipo	-	(1)
Pasivo pensional	(20.829)	-
Litigios y procesos judiciales	(105)	(88.527)
Otras	(167)	(3.443)
Baja en propiedades, planta y equipo	10.748	150
Pérdida en baja en recursos naturales y del medio ambiente (Utilidad) pérdida método de participación	(153.678)	(443.964)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:		
Deudores	(1.251.110)	1.179.757
Inventarios	(370.694)	(232.729)
Diferidos y otros activos	490.078	484.146
Cuentas por pagar	(502.656)	2.193.884
Impuestos por pagar	263.469	1,384,168
Obligaciones laborales y pensionales	(27.062)	(42.360)
Pasivos estimados y provisiones	20.685	16.390
Otros pasivos a largo plazo	7.155	(91.688)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	<u>3.351.374</u>	<u>10.094.893</u>
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:		
Aumento de inversiones	(3.451.649)	(6.871.316)
Redención y venta de inversiones	3.947.693	2.442.948
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(468.115)	(542.001)
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(750.147)	(1.191.579)
Efectivo neto usado en actividades de inversión	<u>(722.217)</u>	<u>(6.161.948)</u>
Flujos de efectivo en actividades de financiación:		
Obligaciones financieras	(63.016)	(71.316)
Dividendos, neto	(3.848.860)	32.542
Efectivo neto usado en actividades de financiación	<u>(3.911.876)</u>	<u>(38.774)</u>
Aumento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	(1.282.719)	3.894.171
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	5.260.111	4.497.352
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	<u>3.977.392</u>	<u>8.391.523</u>

Las notas que se acompañan son parte integrante de los estados financieros no consolidados.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa  
Contador Público  
T. P. 167682- T  
(Ver certificación adjunta)

Luisa Fernanda Salcedo S.  
Revisor Fiscal  
T. P. 14622- T  
(Ver mi informe de revisión limitada, adjunto)

## ECOPETROL S.A.

Notas a los Estados Financieros Intermedios no Consolidados (no auditados)

Por los períodos de tres meses que terminaron el 31 de marzo de 2013 y 2012 y el año terminado el 31 de diciembre de 2012

(Cifras expresadas en millones de pesos. Se exceptúan los valores en otras monedas, tasas de cambio y la utilidad por acción que está expresada en pesos colombianos)

### (1) Ente Económico y Principales Políticas y Prácticas Contables

#### Entidad Reportante

Ecopetrol S. A. (en adelante Ecopetrol o la Empresa) fue constituida mediante la Ley 165 de 1948, transformada mediante el Decreto Extraordinario 1760 de 2003 (adicionado por el Decreto 409 de 2006) y la Ley 1118 de 2006 a una sociedad pública por acciones y luego a una sociedad de economía mixta de carácter comercial, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con un período indefinido de duración. Tiene como objeto social el desarrollo, en Colombia o en el exterior, de actividades comerciales o industriales correspondientes o relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos, y de operaciones subsidiarias, conexas o complementarias de dichas actividades, de acuerdo con la regulación que resulte aplicable. El domicilio principal es Bogotá D.C., permitiéndosele establecer filiales, subsidiarias, sucursales y agencias en Colombia o en el exterior.

Mediante el Decreto de Transformación 1760 de 2003, la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, y la administración de los activos no estratégicos representados en acciones y participaciones en sociedades, fueron escindidos de Ecopetrol, modificándose su estructura básica y creándose dos entidades: a) la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) creada para desarrollar en lo sucesivo la política petrolera de Colombia (anteriormente responsabilidad de Ecopetrol), y b) la Sociedad Promotora de Energía de Colombia S. A., que recibió activos no estratégicos de propiedad de Ecopetrol.

La Ley 1118 del 27 de diciembre de 2006 modificó la naturaleza jurídica de Ecopetrol, y autorizó a la Empresa a emitir acciones para ser colocadas en el mercado y adquiridas por personas naturales o jurídicas. Una vez emitidas y colocadas las acciones correspondientes al 10,1% del capital autorizado, a finales de 2007, la Sociedad se convirtió en una Sociedad de Economía Mixta de carácter comercial, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

Ecopetrol suscribió un contrato de depósito con JP Morgan Chase Bank, N.A., en que este actúa como banco depositario para la emisión de ADS representados por ADR. Cada ADS representa 20 acciones ordinarias de Ecopetrol o el derecho a recibir 20 acciones ordinarias de Ecopetrol.

El 12 de septiembre de 2008, Ecopetrol presentó ante la Securities and Exchange Commission o SEC, la solicitud para inscribir la Empresa y para registrar y listar los ADS, representados por ADR, en la Bolsa de Nueva York o NYSE. Los ADS de la Empresa se negocian en la NYSE bajo el símbolo "EC" desde el 18 de septiembre de 2008.

El 3 de diciembre de 2009, la Comisión Nacional Supervisora de Empresas y Valores del Perú CONASEV, se pronunció a favor del listado de los ADR de Ecopetrol S. A. en la Bolsa de Valores de Lima e inscribió dichos valores en el Registro Público del Mercado de Valores, por lo que dichos valores se empezaron a negociar a partir del 4 de diciembre del mismo año en el mercado peruano bajo el nemotécnico EC.

El 13 de agosto de 2010, Ecopetrol inició la transacción de sus ADR en la Bolsa de Valores de Toronto – Canadá. De esta manera, Ecopetrol se convirtió en la primera empresa colombiana en listarse en esa Bolsa.

Entre el 27 de julio y el 17 de agosto de 2011, Ecopetrol llevó a cabo la segunda ronda del programa de emisión y colocación de acciones autorizada por la Ley 1118 de 2006. Como resultado de este proceso fueron adjudicadas 644.185.868 acciones ordinarias con un precio de suscripción de \$3.700 por acción, por un monto total de \$2.383.488. Las acciones fueron inscritas en el Registro Nacional de Valores y Emisores, en cumplimiento con lo dispuesto en el Decreto 2555 de 2010. Como resultado de este proceso de emisión y colocación, la nueva participación accionaria del Gobierno Nacional en Ecopetrol es del 88.49%.

### **Principales Políticas y Prácticas Contables**

La Contaduría General de la Nación (CGN) en septiembre de 2007 adoptó el Régimen de Contabilidad Pública (RCP), estableció su conformación y definió el ámbito de aplicación. En virtud de la comunicación número 20079-101345 de la CGN del 28 de septiembre de 2007, el RCP comenzó a aplicar para Ecopetrol el 1 de enero del año 2008.

### **Bases de Presentación**

La preparación de los estados financieros contables no consolidados se elaboró de acuerdo con normas y principios de contabilidad de entidades públicas colombianas emitidos por la Contaduría General de la Nación (CGN) y otras disposiciones legales. Estos principios pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otras normas y organismos de control y los conceptos sobre asuntos específicos emitidos por la CGN prevalecen sobre otras normas.

Para el reconocimiento contable de los hechos financieros, económicos, ambientales y sociales se aplicó el principio de causación.

En concordancia con las normas de inspección, vigilancia y/o control sobre Ecopetrol, se estableció la estructura para definir el tratamiento contable de operaciones no contempladas por la CGN, el cual es el siguiente: i) Inspección, vigilancia y control principal y permanente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, ii) Control residual: Superintendencia de Sociedades, y iii) Control concurrente: Superintendencia Financiera, sobre las actividades de la Empresa en su calidad de emisor del mercado de valores. Las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) se usan para definir las diferencias normativas y los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos (US GAAP) son aplicados en las operaciones relacionadas con petróleo crudo y gas natural.

Los estados financieros no consolidados básicos definidos por la CGN son: el Balance General, el Estado de Actividad Financiera, Económica, Social y Ambiental, el Estado de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas y el Estado de Flujos de Efectivo. Las notas a los estados financieros no consolidados básicos forman parte integral de los mismos.

Los estados financieros adjuntos no consolidan activos, pasivos, patrimonio ni resultados de las sociedades subordinadas. Las inversiones registradas en esas compañías son reconocidas por el método de participación. Los estados financieros no consolidados anuales se presentan a la Asamblea General de Accionistas y son base para la distribución de dividendos y otras apropiaciones; sin embargo, de conformidad con los requerimientos legales, la Compañía está obligada a presentar, adicionalmente, los estados financieros consolidados a la Asamblea General de Accionistas para su aprobación anualmente.

### **Criterio de Importancia Relativa**

Un hecho económico es material cuando, debido a su naturaleza y cuantía, las circunstancias que lo rodean, su conocimiento o desconocimiento puede alterar significativamente las decisiones económicas de los usuarios de la información financiera.

De conformidad con lo establecido en el RCP, la información revelada en los estados financieros, informes y reportes contables debe contener los asuntos importantes de la entidad contable pública, de tal manera que se ajuste significativamente a la verdad y, por tanto, sea relevante y confiable para tomar decisiones o hacer las evaluaciones que se requieran, de acuerdo con los objetivos de la información contable. La materialidad depende de la naturaleza de los hechos o la magnitud de las partidas, revelados o no revelados.

Los estados financieros intermedios no consolidados desglosan los rubros según lo establecido en las normas legales y aquellos que representan el 5% o más del activo total, del activo corriente, del pasivo total, del pasivo corriente, del capital de trabajo, del patrimonio y de los ingresos, según el caso. Además, se describen importes inferiores cuando pueden contribuir a una mejor interpretación de la información financiera.

### **Uso de Estimaciones**

La preparación de estados financieros no consolidados requiere que la Administración de la Empresa haga estimaciones y presunciones que podrían afectar los importes registrados de los activos, pasivos, los resultados y las notas adjuntas. Estas estimaciones son realizadas conforme a criterios técnicos, juicio y premisas, atendiendo las normas y disposiciones legales vigentes. Los valores actuales de mercado pueden diferir de dichos estimados.

### **Transacciones en Moneda Extranjera**

Las transacciones en moneda extranjera se registran a las tasas de cambio aplicables en la fecha de su ocurrencia, de acuerdo con las normas legales vigentes. Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de mercado al cierre de cada período.

La diferencia en cambio resultante del ajuste de los activos se registra en resultados; la de los pasivos se aplica al activo relacionado, hasta que el activo se encuentre en condiciones de utilización o venta, posteriormente, el ajuste se registra en resultados.

De acuerdo con el Decreto 4918 de 26 de diciembre de 2007 del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, la diferencia en cambio originada en inversiones de renta variable en subordinadas del exterior, se registra como mayor o menor valor del patrimonio de los accionistas; cuando las inversiones sean efectivamente realizadas este valor afecta los resultados del ejercicio.

La Empresa, en el desarrollo de sus actividades de la industria petrolera, puede manejar divisas, siempre y cuando cumpla con lo establecido en el régimen cambiario.

### **Contratos de Operación Conjunta**

Los contratos de Operación Conjunta son suscritos entre Ecopetrol y terceros, con el fin de compartir el riesgo, conseguir capital, maximizar eficiencia operativa y optimizar la recuperación de reservas. En estas operaciones conjuntas, una parte es designada como operador y cada parte toma la propiedad de hidrocarburos (crudo o gas) producidos de acuerdo con su participación en la producción. Cuando Ecopetrol actúa como socio no operador, registra los activos, pasivos, ingresos, costos y gastos con base en el reporte de los operadores. Cuando Ecopetrol opera directamente los contratos de asociación, registra al 100% activos, pasivos, ingresos, costos y gastos, reconociendo

mensualmente la distribución según el porcentaje de participación de cada socio de los rubros de: activos, pasivos, gastos, costos e ingresos al asociado.

### **Efectivo y equivalentes de Efectivo**

El efectivo y equivalentes de efectivo están representados por las inversiones negociables con vencimiento dentro de los noventa (90) días siguientes a su adquisición y se registran como inversiones de administración de liquidez.

El efectivo de las operaciones asociadas reconocidas por la Empresa en calidad de socio operador corresponde a los anticipos entregados por los socios, de acuerdo con el porcentaje de participación acordado contractualmente, y son manejados en una cuenta bancaria de uso exclusivo de la operación conjunta.

### **Instrumentos Financieros Derivados**

La Empresa ejecuta acuerdos de coberturas para protegerse de las fluctuaciones internacionales de los precios de crudos, productos y de las tasas de cambio. La diferencia entre el valor negociado y el valor de mercado, generado por las operaciones de cobertura, son reconocidos como gasto o ingreso financiero en el estado de actividad financiera, económica, social y ambiental. Ecopetrol no utiliza estos instrumentos financieros con propósitos especulativos.

### **Inversiones**

Las inversiones se clasifican en: i) Inversiones de administración de liquidez, ii) Inversiones con fines de política, y iii) Inversiones patrimoniales.

- i. Las inversiones de administración de liquidez corresponden a recursos colocados en títulos de deuda y títulos participativos, con el propósito de obtener utilidades por las fluctuaciones de precio a corto plazo. Su reconocimiento inicial es por el costo histórico y se actualizan con base en metodologías de valoración expedidas por la Superintendencia Financiera de Colombia.
- ii. Las inversiones con fines de política están constituidas por títulos de deuda de entidades nacionales o del exterior, adquiridos en cumplimiento de políticas macroeconómicas o de políticas internas de la Entidad, las cuales comprenden las inversiones mantenidas hasta el vencimiento y las disponibles para la venta, entendidas estas últimas como las que se mantienen como mínimo durante (1) un año, contado a partir del primer día en que fueron clasificadas por primera vez, o en que fueron reclasificadas.

Las inversiones mantenidas hasta el vencimiento se actualizan con base en la Tasa Interna de Retorno (TIR) prevista en las metodologías adoptadas por la Superintendencia Financiera de Colombia y las inversiones con fines de política macroeconómica y las disponibles para la venta deben actualizarse con base en metodologías adoptadas por la Superintendencia Financiera de Colombia para inversiones negociables.

- iii. Las inversiones patrimoniales se clasifican en entidades controladas y no controladas. Las inversiones patrimoniales en entidades controladas se reconocen a su costo de adquisición, siempre que este sea menor que el valor intrínseco; en caso contrario, se reconocen por el valor intrínseco y la diferencia entre el precio de compra y el valor intrínseco corresponde a Crédito Mercantil.

Su actualización se realiza por el método de participación, tal como se establece en la Resolución 145 de 2008, emitida por la CGN.

Las inversiones en entidades en las cuales Ecopetrol y/o sus subordinadas ejercen influencia importante se registran bajo el método de participación patrimonial.

Se define influencia importante como la facultad que tiene la entidad, con independencia de que el porcentaje de participación en el capital social sea igual o inferior al 50%, de intervenir en la definición y orientación de las políticas financieras y operativas de otra entidad, con el fin de obtener beneficios de la misma entidad.

La influencia importante se puede manifestar en uno o más de los siguientes asuntos:

- Representación en la Junta Directiva u órgano rector equivalente a la entidad asociada.
- Participación en los procesos de formulación de políticas.
- Transacciones importantes entre el inversionista y la entidad asociada.
- Intercambio de personal directivo, o
- Suministro de información técnica esencial.

Las inversiones patrimoniales en entidades no controladas (no estratégicas ver nota 4) no estratégicas comprenden títulos participativos de baja o mínima bursatilidad o sin ninguna cotización que no les permite ningún tipo de control o ejercer influencia importante y deben reconocerse por el costo histórico; su actualización surge con la comparación periódica del costo de la inversión frente a su valor intrínseco o su valor de mercado.

Las variaciones patrimoniales originadas en el ajuste por conversión de la entidad controlada se reconocen como superávit por el método de participación patrimonial, sin perjuicio de que la subcuenta llegue a presentar saldo débito, lo anterior dando cumplimiento a la resolución 193 del 27 de julio de 2010 emitida por la Contaduría General de la Nación.

### **Cuentas, Documentos por Cobrar y Provisión para Cuentas de Difícil Cobro**

Los valores adeudados a la Empresa se reconocen por su importe original o por el valor aceptado por el deudor, el cual es susceptible de actualización periódica, de conformidad con las disposiciones legales vigentes, o con los términos contractuales pactados.

La provisión de cartera se revisa y actualiza periódicamente, de conformidad con el grado de antigüedad de los saldos y la evaluación de recuperación de las cuentas individuales. La Empresa adelanta las gestiones administrativas y legales necesarias para recuperar las cuentas por cobrar vencidas, así como el recaudo de intereses de los clientes que no cumplen con las políticas de pago.

Sólo procede el castigo del valor de las cuentas o documentos por cobrar contra la provisión, cuando se tenga razonable certeza jurídica o material de la pérdida total o parcial del derecho incorporado o representado.

### **Entes relacionados**

Los activos, pasivos y transacciones con compañías pertenecientes al Grupo Empresarial Ecopetrol, se presentan como Entes Relacionados.

### **Inventarios**

Los inventarios incluyen bienes extraídos, en proceso, transformados y adquiridos a cualquier título para ser vendidos, destinados para la transformación y consumidos en el proceso de producción, o como parte de la prestación de servicios. Ecopetrol utiliza el sistema de inventario permanente.

Los inventarios se registran al costo histórico o al costo de compra, los cuales incluyen los cargos directos e indirectos que se incurren en preparar el inventario para dejarlo en condiciones de utilización o venta.

La valuación de los inventarios se mide bajo el método de promedio ponderado, considerando los siguientes parámetros:

- Inventarios de petróleo de producción propia, al costo promedio de producción.
- Las compras de crudo, considerando los costos de adquisición, incluido el transporte y los costos de entrega incurridos.
- El inventario de productos terminados, considerando los costos de producción total.
- El inventario de productos en proceso, considerando los costos de producción.
- El inventario de materia prima, al costo promedio ponderado.

Los materiales y suministros de operaciones conjuntas son controlados por el operador y reportados en una cuenta conjunta al costo de adquisición (registrados en la moneda de origen a costos promedio). Los consumos de inventarios son imputados a la operación conjunta como costo, gasto o inversión, según corresponda.

Adicionalmente, se valoran al menor entre el valor de mercado y el costo promedio, y costo real incurrido para los inventarios en tránsito. Al cierre del período se calculan provisiones para reconocer deterioro, obsolescencia, excesos, lento movimiento o pérdida del valor de mercado.

### **Propiedades, Plantas y Equipo y Depreciación**

Las propiedades, plantas y equipo se registran a su costo histórico ajustado por inflación hasta 2001. El costo incluye gastos financieros y la diferencia en cambio por adquisición en moneda extranjera hasta la puesta en servicio del activo, y los ingresos financieros de la porción de las obligaciones financieras adquiridas para financiar proyectos de inversión, pendiente de ser utilizada. Cuando se vende o retira un activo, el costo ajustado y la depreciación acumulada son cancelados y la pérdida o ganancia es reconocida en los resultados del año.

La depreciación se calcula sobre el total del costo de adquisición, por el método de línea recta, con base en la vida útil de los activos, lo cual se revisa periódicamente. Las tasas anuales de depreciación utilizadas son:

	<u>%</u>
Edificaciones y ductos	5
Plantas y equipos	10
Equipo de transporte	20
Equipo de cómputo	33.3

Los desembolsos para el mantenimiento y las reparaciones son reconocidos en los gastos y los desembolsos significativos que mejoran la eficiencia o prolongan la vida útil se capitalizan como mayor valor del activo.

El valor de las propiedades, planta y equipo es objeto de actualización periódica mediante la comparación del costo neto en libros con el valor determinado mediante avalúos técnicos. Cuando el valor del avalúo técnico del activo es mayor a su costo neto en libros, la diferencia se registra como valorizaciones de activos con crédito a la cuenta de superávit por valorizaciones en el patrimonio; en caso contrario, se registra como provisión por desvalorizaciones con cargo a resultados.

Hasta el 2007 la provisión por desvalorizaciones se contabilizaba con cargo al superávit por valorizaciones de acuerdo con las normas contables vigentes.

Cuando termina un contrato de asociación, Ecopetrol recibe a título gratuito, las propiedades, planta y equipo y los materiales. Esta transacción no afecta los resultados de la Compañía. Los resultados del avalúo técnico de propiedades, planta y equipo se reconocen como valorizaciones en las cuentas de activo y patrimonio respectivas.

## **Recursos Naturales y del Medio Ambiente**

La Empresa emplea el método de esfuerzos exitosos para la contabilización de las inversiones en áreas de exploración y producción o desarrollo. Los estudios geológicos y geofísicos se registran al gasto cuando se incurren. Los costos de adquisición y exploración son capitalizados hasta el momento en que se determine si la perforación de exploración resultó exitosa o no; de ser no exitosa, todos los costos incurridos son cargados al gasto. Cuando un proyecto es aprobado para desarrollo, el valor acumulado de los costos de adquisición y exploración se clasifican en la cuenta de inversiones petrolíferas. Los costos capitalizados también incluyen el costo del retiro de activos. Los saldos de los activos y pasivos correspondientes a los costos de retiro de los activos son actualizados anualmente. Los equipos de producción y apoyo se contabilizan con base en su costo histórico y hacen parte de las propiedades, plantas y equipos sujetos a depreciación.

Las inversiones petrolíferas se amortizan aplicando el factor de amortización sobre la base de unidades técnicas de producción y las reservas probadas desarrolladas remanentes por campo, sin regalías, estimadas al 31 de diciembre del año inmediatamente anterior. La amortización cargada a resultados se ajusta en el cierre del mes de diciembre recalculando el DD&A (Depletion, Depreciation and Amortization, por sus siglas en inglés), desde el 1 de enero del año corriente con base en el estudio de reservas actualizado al fin del año corriente.

Al igual que las propiedades, plantas y equipos, cuando termina un contrato de asociación, Ecopetrol recibe a título gratuito las inversiones petrolíferas amortizables, propiedad de la compañía asociada.

Ecopetrol S.A. tiene establecido un proceso corporativo de reservas, a cargo del Grupo de Control de Reservas que reporta directamente a la Vicepresidencia Corporativa de Finanzas. Las reservas son auditadas por consultores externos reconocidos internacionalmente y aprobadas por el Comité de Reservas de la Empresa. Las reservas probadas se refieren a las cantidades estimadas de petróleo crudo y gas natural demostradas por los datos geológicos y de ingeniería que poseen un nivel de recuperación razonable durante los años siguientes frente a las reservas conocidas, bajo las condiciones económicas y de operación vigentes, esto es, con la aplicación de los precios y costos de la fecha en que se hacen los estimados.

Desde que Ecopetrol se convirtió en emisor en la Bolsa de Valores de Colombia (BVC) y en la Bolsa de Nueva York (NYSE), la Empresa ha aplicado la metodología aprobada por la SEC (Securities Exchange Commission) para la estimación de reservas. Bajo esta metodología el precio de referencia es el promedio aritmético del precio de crudo del WTI de los últimos doce (12) meses.

Cuando se determina que un pozo ubicado en una zona de exploración no posee reservas probadas se clasifica como un pozo seco o no comercial y los costos acumulados del mismo son llevados al gasto en el mismo año en que esto se determina.

La estimación de reservas de hidrocarburos está sujeta a varias incertidumbres inherentes a la determinación de las reservas probadas, las tasas de recuperación de producción, la oportunidad con que se efectúan las inversiones para desarrollar los yacimientos y el grado de maduración de los campos.

De acuerdo a lo establecido en la Resolución 494 del 22 de diciembre de 2009, emitida por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Ecopetrol cumple con la entrega de la información a la ANH utilizando la metodología de la (SPE-PRMS) Sistema de Administración de Recursos Petrolíferos. Las reservas presentadas en los informes son auditadas por tres firmas especializadas independientes.

## **Cargos Diferidos**

Los cargos diferidos incluyen: i) el impuesto de renta diferido, el cual corresponde al impuesto de renta originado en las diferencias temporales entre la base para determinar la utilidad comercial y la renta líquida gravable de cada período. El impuesto diferido se amortiza durante los períodos en los cuales se reviertan las diferencias temporales que lo originaron. ii) el impuesto al patrimonio, el cual se amortiza hasta el año 2014; iii) las inversiones realizadas en desarrollo de contratos de colaboración que se amortizan con base en las unidades técnicas de producción.

### **Otros Activos**

Incluye el crédito mercantil, que corresponde a la diferencia entre el valor de compra de las inversiones patrimoniales en entidades controladas o bajo control conjunto y su valor intrínseco, el cual refleja los beneficios económicos que se esperan tener de la inversión, originados en buen nombre, personal especializado, reputación de crédito privilegiado, prestigio por vender mejores productos y servicios, localización favorable y expectativas de nuevos negocios, entre otros.

El crédito mercantil es amortizado con base en el método de línea recta durante el plazo en que se espera recuperar la inversión, que está entre 10 y 18 años. Al cierre de cada período contable, Ecopetrol debe evaluar el crédito mercantil a efectos de verificar si las condiciones de generación de beneficios económicos futuros se mantienen; en caso contrario, debe proceder al retiro de este activo. Si el valor en libros de la inversión patrimonial más el valor en libros del crédito mercantil que incluye su costo histórico conjugado con todos los ajustes de precio y las amortizaciones es superior al valor de mercado, por la diferencia se procede al retiro de este activo en el respectivo período, con cargo a resultados, revelando las razones que fundamentaron tal decisión.

Los activos intangibles como: software, licencias y patentes se reconocen por su costo de adquisición, desarrollo o producción. Los intangibles se amortizan por el método de línea recta durante los períodos en los cuales se espera percibir los beneficios de los costos y gastos incurridos o la duración del amparo legal o contractual de los derechos otorgados.

Los bienes adquiridos en leasing financiero son objeto de depreciación para reconocer la pérdida de capacidad operacional por su utilización. En las entidades contables públicas del gobierno general, la depreciación de los bienes adquiridos en leasing financiero afecta directamente el patrimonio, excepto para los bienes utilizados en las actividades de producción de bienes y la prestación de servicios individualizables, que debe reconocerse como costo o gasto.

Las obras y mejoras en propiedad ajena diferentes de las susceptibles de ser reconocidas como propiedades, planta y equipo, se amortizarán durante el período menor que resulte entre la vigencia del contrato que ampare el uso de la propiedad, o la vida útil estimada de los bienes, producto de las adiciones o mejoras realizadas, sólo cuando el costo de las obras y mejoras efectuadas no sean reembolsables. Tratándose de las entidades contables públicas del gobierno general la amortización afecta directamente el patrimonio, excepto para las obras y mejoras en propiedades utilizadas para las actividades de producción de bienes y la prestación de servicios individualizables, que debe reconocerse como costo.

### **Valorizaciones**

#### **a. Inversiones**

Las valorizaciones corresponden a las diferencias entre el valor neto en libros y su valor intrínseco o su precio de cotización en la Bolsa de Valores.

#### **b. Propiedades, planta y equipo**

Las valorizaciones y el superávit por valorizaciones de propiedades, planta y equipo, corresponden a la diferencia entre el costo neto en libros y el valor de mercado para

los bienes raíces o el Valor Actual en Uso (VAU) para planta y equipo, determinado por peritos inscritos en la lonja de propiedad raíz o por personal técnico idóneo, según el caso.

La metodología utilizada para el avalúo de planta y equipo es el Valor Actual en Uso (VAU), para negocios en marcha, para la valoración económica de los bienes, considerando las condiciones actuales de instalación y su vida útil en condiciones de producción y generación de ingresos.

No es obligatoria la actualización de los bienes muebles, cuyo costo histórico, individualmente considerado, sea inferior a 35 salarios mínimos mensuales legales vigentes, ni las propiedades, planta y equipo ubicadas en zona de alto riesgo.

### **Obligaciones Financieras**

Las operaciones de crédito público corresponden a los actos o contratos que, de conformidad con las disposiciones legales sobre crédito público, tienen por objeto dotar a la Empresa de recursos, bienes y servicios, con plazo para su pago, tales como empréstitos, emisiones y colocación de bonos y títulos de deuda pública, y crédito de proveedores.

Tratándose de préstamos, las operaciones de crédito público deben reconocerse por el valor desembolsado; los bonos y títulos colocados se reconocen por su valor nominal. Los costos de emisión son llevados directamente al gasto.

### **Impuesto sobre la Renta**

El gasto por impuesto de renta corriente, se determina con base en la renta fiscal.

El efecto de las diferencias temporales que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, se contabiliza como impuesto diferido activo o pasivo, según corresponda, siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán y en el caso del impuesto diferido activo, que se generarán suficientes rentas gravables para recuperar el activo. El impuesto diferido fue calculado a la tasa del 34%.

### **Obligaciones Laborales y Pensionales**

El régimen salarial y prestacional para el personal de Ecopetrol se rige por la Convención Colectiva de Trabajo, el Acuerdo 01 de 1977 y, en su defecto, por el Código Sustantivo de Trabajo. Además de las prestaciones legales, los empleados de Ecopetrol tienen derecho a los beneficios adicionales convenidos, los cuales dependen tanto del lugar, clase de trabajo, tiempo de servicio, como del salario básico. Se reconocen intereses al 12% anual sobre los montos acumulados por cesantías a favor de cada trabajador y se prevé el pago de indemnizaciones cuando se presenten circunstancias especiales que den lugar a la terminación del contrato, sin justa causa, y en períodos diferentes al de prueba.

El cálculo actuarial incluye empleados activos, según se describe en los párrafos siguientes, con contrato a término indefinido, jubilados y herederos, para los conceptos de pensiones, salud y educación; igualmente, incluye los bonos pensionales para los empleados temporales, empleados activos y jubilaciones voluntarias. Las obligaciones por salud y educación no hacen parte de los pasivos pensionales, estos forman parte de las obligaciones prestacionales.

Todas las prestaciones sociales de empleados ingresados con anterioridad a 1990 son responsabilidad de Ecopetrol sin intervención de organismo o institución de seguridad social. El costo de los servicios de salud del empleado y de sus familiares inscritos a cargo de la Empresa se determina mediante la tabla de morbilidad, preparada con base en los hechos acaecidos durante el año. Igualmente, se considera la experiencia de

Ecopetrol para el cálculo de los auxilios educacionales, en función del costo promedio anual de cada uno de los negocios, subdivididos, de acuerdo con la clase de estudios: preescolar, primaria, bachillerato y universidad.

Para los trabajadores que ingresaron a partir de la vigencia de la Ley 50 de 1990, la Empresa hace aportes periódicos para cesantías, pensiones y riesgos profesionales a los respectivos fondos que asumen en su totalidad estas obligaciones. Igualmente, la Ley 797 del 29 de enero de 2003 determinó que a los trabajadores de Ecopetrol que ingresaron a partir de esa fecha se les aplicará lo dispuesto en el Régimen General de Pensiones.

Por virtud del Acto Legislativo 01 de 2005, sancionado por el Congreso de la República, el 31 de julio de 2010, expiraron en Colombia los regímenes de pensiones exceptuados del Sistema General de Seguridad; de acuerdo con lo allí establecido, el pronunciamiento jurídico del Ministerio de la Protección Social sobre la materia y el análisis de los asesores laborales de Ecopetrol, se concluyó que quienes antes del 1° de agosto de 2010 cumplieron los requisitos de edad y tiempo de servicio, continuo o discontinuo, exigidos por la ley, la Convención Colectiva de Trabajo vigente y/o el Acuerdo 01 de 1977, consolidaron su derecho a la pensión; mientras que los demás trabajadores que no quedaron cubiertos ingresan obligatoriamente al Sistema General de Pensiones y será la administradora de pensiones (Colpensiones, Fondo Privado de Pensiones o el que corresponda) escogida por el trabajador, la encargada de reconocer y pagar la respectiva pensión. Siguiendo lo establecido en el Decreto 941 de 2002, una vez aprobado el cálculo actuarial por parte del Ministerio de Hacienda en octubre de 2008 y aprobado el mecanismo por parte del Ministerio de Protección Social, mediante acto administrativo del 29 de diciembre de 2008, la Empresa conmutó parcialmente el valor correspondiente a mesadas de su pasivo pensional, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional (PAP). Los fondos trasladados, al igual que sus rendimientos, no pueden cambiar su destinación ni ser reintegrados a la Empresa hasta que se hayan cumplido todas las obligaciones pensionales.

La obligación conmutada cubre el pago de las mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación permanece dentro del pasivo laboral a cargo de Ecopetrol.

Al final de cada vigencia, Ecopetrol S.A. debe revisar el valor reportado por los patrimonios autónomos frente al valor de la obligación pensional actualizada con base en el último Estudio Actuarial, en caso de que los recursos de los patrimonios no sean suficientes para cubrir el 100% de la obligación la empresa debe constituir una provisión por la diferencia, la cual debe ser fondeada, cuando la contingencia se materialice. Ecopetrol S.A. continúa siendo responsable patrimonialmente por el pago del pasivo pensional.

Mediante la Resolución 1555 del 30 de julio 2010, la Superintendencia Financiera reemplazó las Tablas de Mortalidad utilizadas en la elaboración de los cálculos actuariales y estableció que el efecto del cambio en las mismas podría reconocerse en forma gradual. Posteriormente, el Decreto 4565 del 7 de diciembre de 2010, modificó las normas contables sobre amortización del cálculo actuarial vigentes hasta esa fecha. Conforme al nuevo decreto, las compañías que al 31 de diciembre de 2009 tenían amortizado el 100% de su cálculo actuarial, podrán amortizar de manera gradual el incremento en el cálculo actuarial de 2010 utilizando las nuevas Tablas de Mortalidad, hasta el año 2029.

Teniendo en cuenta lo anterior, durante el año 2010, Ecopetrol modificó su política contable de amortización del cálculo actuarial de mesadas pensionales, cuotas partes y bonos pensionales (pasivo conmutado) y de salud; y adoptó un plazo de 5 años a partir de 2010 para amortizar el incremento en el cálculo actuarial de 2010. Hasta el 2009, el incremento del año en el cálculo actuarial se registraba como gasto del período porque el cálculo actuarial estaba amortizado al 100%.

Mediante Resolución 717 de diciembre de 2012, se modifica el Manual de Procedimiento del Régimen de Contabilidad Pública en lo que corresponde al Procedimiento contable para el reconocimiento y revelación del pasivo pensional, de la reserva financiera que lo sustenta y de los gastos relacionados en los numerales 5 y 44. Con respecto al numeral 5, y teniendo en cuenta lo señalado en el párrafo anterior, se concluye que este numeral no tiene repercusión alguna para lo que ya viene realizando la empresa dentro de su plan de amortización.

Con respecto al Numeral 44 simplemente es para dar a conocer que los Fondos de Reservas, son fondos comunes y que adicionalmente también entran a ser administrados por Colpensiones. Esto no tiene mayor alcance para Ecopetrol S.A.

#### **Anticipos Recibidos de Ecogas para Atender Obligaciones BOMT (Construcción, Operación, Mantenimiento y Transferencia)**

Derivado de la venta de Ecogas por parte del Gobierno Nacional y siguiendo instrucciones específicas de la Contaduría General de la Nación, la Empresa registró como ingreso diferido el valor presente neto del esquema de pagos futuros, en relación con la deuda de Ecopetrol con los contratistas BOMT. Dichos pasivos vencen en 2017, año en que culminan los pagos a las obligaciones con los contratistas.

#### **Compras de Hidrocarburos**

La Empresa compra hidrocarburos que la ANH recibe de toda la producción en Colombia, a precios establecidos según la sección cuarta de la Ley 756 de 2002 y la Resolución 18-1709 de 2003 del Ministerio de Minas y Energía, considerando los precios internacionales de referencia.

Adicionalmente, compra hidrocarburos tanto a socios como a otros productores en Colombia y en el exterior, con el objeto de cubrir las necesidades y planes operativos de la Empresa.

#### **Reconocimiento de Ingresos**

Los ingresos por las ventas de petróleo crudo y gas, se reconocen en el momento de la transferencia de dominio al comprador, contados sus riesgos y beneficios. En el caso de productos refinados y petroquímicos, los ingresos se reconocen cuando los productos son despachados por la refinería; posteriormente, son ajustados de acuerdo con los volúmenes efectivamente entregados. Los ingresos por servicios de transporte se reconocen cuando los productos son transportados y entregados al comprador conforme con los términos de la venta. En los demás casos, los ingresos se reconocen en el momento en que se han devengado y nace el derecho cierto, probable y cuantificable de exigir su pago.

En virtud de la normatividad vigente, Ecopetrol vende a precio regulado y el Gobierno Nacional reconoce a la Empresa el monto del subsidio de la gasolina motor corriente y ACPM, otorgado al consumidor local, el cual se genera por la sumatoria de las diferencias, para cada día del mes, entre el ingreso regulado al productor y el precio diario equivalente al referenciado al mercado del golfo de los Estados Unidos de América, calculado según su origen, y multiplicado por los volúmenes vendidos diariamente. La Resolución 182439 y el Decreto 4839 de diciembre de 2008 establecen el procedimiento de reconocimiento de subsidios en el caso de que éstos sean negativos (valor negativo entre el precio de paridad y el precio regulado).

En marzo de 2010, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 180522, la cual deroga las disposiciones que le sean contrarias a las Resoluciones 181496 de septiembre de 2008, 182439 del 30 de diciembre de 2008 y 180219 del 13 de febrero de 2009 y modifica las fórmulas de cálculo de los precios de referencia internacional de la gasolina motor y el ACPM.

En octubre de 2012 se expide la Resolución 91658, el cual modifica la Resolución 180522 en relación con el procedimiento de subsidio para refinadores e importadores de gasolina motor corriente y ACPM.

### **Costos de Ventas y Gastos**

Los costos son reconocidos por su valor histórico tanto para los bienes adquiridos para la venta como para los costos de producción acumulados de los bienes producidos y los servicios prestados. Los costos son revelados acorde con la operación que lo genera.

Los gastos corresponden a montos requeridos para el desarrollo de la actividad ordinaria e incluyen los originados por situaciones de carácter extraordinario. Los gastos son revelados de acuerdo con su naturaleza y la ocurrencia de eventos extraordinarios.

Los costos y gastos se reconocen al recibo de los bienes o servicios o cuando existe la certeza de la ocurrencia del hecho económico. Los faltantes y las pérdidas de combustible debido a hurtos y explosiones se registran como gastos no operacionales.

### **Abandono de Campos**

La Empresa reconoce un pasivo estimado por obligaciones ambientales futuras y su contrapartida es un mayor valor de los activos de recursos naturales y del medio ambiente. La estimación incluye los costos de taponamiento y abandono de pozos, desmonte de facilidades y recuperación ambiental de áreas y pozos. Su amortización se imputa a los costos de producción, para lo cual se utiliza el método de unidades técnicas de producción, sobre la base de las reservas probadas desarrolladas remanentes. Los cambios resultantes de nuevas estimaciones del pasivo por abandono y restauración ambiental, son llevados al activo correspondiente.

Dependiendo de la extensión de ciertos contratos de asociación, los costos de abandono de campos son asumidos por los asociados en los mismos porcentajes de participación establecidos en cada contrato. Ecopetrol no ha asignado fondos para cubrir tales obligaciones con la excepción de los contratos de asociación de Casanare, Orocué, Garcero, Estero, Corocora, Monas, Guajira, Tisquirama, Cravo Norte; sin embargo, en la medida en que se generen actividades relacionadas con el abandono de campos, estas serán cubiertas por la Empresa.

### **Contabilización de Contingencias**

A la fecha de emisión de los estados financieros no consolidados pueden existir condiciones que resulten en pérdidas para la Empresa, pero que solo se conocerán si en el futuro, determinadas circunstancias se presentan. Dichas situaciones son evaluadas por la Administración, la Vicepresidencia Jurídica y los asesores legales en cuanto a su naturaleza, la probabilidad de que se materialicen y los importes involucrados, para decidir sobre los cambios a los montos provisionados y/o revelados. Este análisis incluye los procesos legales vigentes contra la Empresa.

La metodología aplicada para evaluar los procesos jurídicos y cualquier obligación contingente se fundamenta en el sistema de créditos de la Nación empleada por el Ministerio del Interior y de Justicia.

Se registra provisión para procesos judiciales cuando exista sentencia condenatoria de primera instancia o que el resultado de la valoración de riesgo corresponda a "Probable Perder".

### **Cuentas de Orden**

Las cuentas de orden deudoras y acreedoras representan la estimación de los hechos o circunstancias que pueden afectar la situación financiera, económica, social y ambiental de la Empresa. Así mismo, revelan el valor de los bienes, derechos y obligaciones que

requieren ser controlados e incluyen, adicionalmente, las diferencias entre la información contable y la utilizada para propósitos tributarios.

### Utilidad Neta por Acción

La utilidad neta por acción se calcula con base en la utilidad neta del año, dividida entre el número de acciones suscritas en circulación.

La Compañía no tiene planes de incentivos a sus empleados representados en acciones.

### Convergencia a Normas Internacionales de Contabilidad

De acuerdo con la Ley 1314 de 2009 y el Decreto Reglamentario 2784 de 2012, la Empresa está obligada a iniciar el proceso de convergencia de las normas de contabilidad e información financiera aplicadas en Colombia con los estándares internacionales. Para este propósito, el Consejo Técnico de la Contaduría Pública, a través del Direccionamiento Estratégico, clasificó a las compañías por grupos; la Empresa pertenece al Grupo 1, cuyo período de transición comienza el 1 de enero de 2014 y la emisión de los primeros estados financieros bajo normas internacionales de información financiera en el año 2015.

La compañía presentó a la Superintendencia Financiera, en el mes de febrero del año 2013, el plan de implementación a las normas internacionales de información financiera.

### (2) Activos y Pasivos Nominados en Moneda Extranjera

Las operaciones y saldos en moneda extranjera se convierten a la tasa de cambio representativa del mercado certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia.

Al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, los estados financieros no consolidados adjuntos incluyen los siguientes activos y pasivos denominados en moneda extranjera (que se convierten a pesos colombianos a las tasas de cambio de cierre, \$1.832.2 y \$1.768.23 por USD1 respectivamente).

	Marzo 2013		Diciembre 2012	
	Miles de dólares	Millones de pesos equivalentes	Miles de dólares	Millones de pesos equivalentes
<b>Activos</b>				
Efectivo y Equivalentes de efectivo	545.755	999.933	411.089	726.901
Inversiones	7.390.731	13.541.297	7.697.377	13.610.733
Cuentas y documentos por cobrar	1.300.407	2.382.606	1.309.458	2.315.424
Anticipos, avances y depósitos	104.834	192.077	73.214	129.459
Otros Activos	257.461	471.720	7.832	13.849
	<u>9.599.188</u>	<u>17.587.633</u>	<u>9.498.970</u>	<u>16.796.366</u>
<b>Pasivos</b>				
Obligaciones Financieras	1.521.286	2.787.301	1.549.880	2.740.545
Pasivos estimados y provisiones	14.720	26.971	14.720	26.029
Cuentas por pagar y vinculados	1.229.633	2.252.933	1.437.214	2.541.324
Otros Pasivos	261.223	478.613	278.634	492.689
	<u>3.026.862</u>	<u>5.545.818</u>	<u>3.280.448</u>	<u>5.800.587</u>
Posición neta activa	<u>6.572.326</u>	<u>12.041.815</u>	<u>6.218.522</u>	<u>10.995.779</u>

### (3) Efectivo y Equivalentes de Efectivo

El saldo del efectivo y equivalentes de efectivo, comprende:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
Bancos y corporaciones (1)	2.491.116	3.811.588
Fondos especiales (2)	1.146.967	1.269.705
Inversiones a la vista (3)	338.994	-
Caja	315	465
Fondos de inversión	-	178.353
	<b>3.977.392</b>	<b>5.260.111</b>

(1) Corresponden a anticipos entregados por los socios para uso exclusivo en la operación conjunta por \$73.630 (diciembre de 2012 - \$75.207) y recursos propios de Ecopetrol por \$2.417.486 (diciembre de 2012 - \$3.736.381).

(2) Corresponde a los ahorros en fondos especiales en pesos por \$582,933 (2012 - \$556,756) y en moneda extranjera por \$533.033 (diciembre de 2012 - \$708.007) e inversiones en operaciones overnight por \$31.001 (diciembre de 2012 - \$4.942).

(3) Corresponde a bonos emitidos por entidades del exterior por \$146.570 (USD79,9) y Certificados de Depósito a Término (CDT) en moneda extranjera por \$192.424 (USD105).

#### (4) Inversiones

El saldo de las inversiones comprende:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
Corriente		
Renta fija		
Depósitos a término	102.013	156,287
Bonos y títulos de entidades privadas o del exterior	706.623	654.635
Bonos emitidos por el Gobierno Colombiano	-	17,219
Fondo destinación específica - Contingencias Legales (1)	-	30.297
Títulos de tesorería – TES	548	508,576
Instrumentos financieros de cobertura	(89)	-
<b>Total corriente</b>	<b>809.095</b>	<b>1,367,014</b>
No corriente		
Renta Variable		
- Acciones (2)	14.811.311	13.951.033
Renta fija		
Bonos y títulos de entidades del exterior	1.437.502	2,071,957
Bonos emitidos por el Gobierno Colombiano	1.246.543	998,105
Títulos de tesorería – TES	1.243.962	1,236,166
Fondo destinación específica - Contingencias Legales (1)	436.652	393.916
Provisión protección inversiones	(20)	-
Total Renta fija	4.364.639	4,700,144
<b>Total no corriente</b>	<b>19.175.950</b>	<b>18,651,177</b>

(1) Corresponde a recursos restringidos conformados por inversiones de renta fija constituidas atendiendo las sentencias judiciales relacionadas con el proceso de Derecho Comuneris - Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo de Cusiana, correspondiente al embargo y secuestro de los pagos que por concepto de regalías

debía efectuar Ecopetrol originados en los Contratos de Regalías Nos. 15, 15A, 16 y 16A, declarados nulos de oficio por el Consejo de Estado en sentencia de 13 de septiembre de 1999.

- (2) El siguiente es un detalle de las inversiones de renta variable representadas en acciones al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
Sociedades:		
Controladas	13.771.018	12.934.793
Influencia Importante	816.284	792.232
No estratégicas	224.009	224.008
<b>Total</b>	<b>14.811.311</b>	<b>13.951.033</b>

Las inversiones controladas reconocidas por el método de participación patrimonial al 31 de marzo de 2013, comprendían:

<b>Participación Accionaria</b>	<b>Número de acciones y/o cuotas</b>	<b>Porcentaje participación</b>	<b>Fecha de valoración</b>	<b>Costo histórico</b>	<b>Valor en libros</b>	<b>Efecto método de participación</b>
<b>Controladas</b>						
Ecopetrol Capital AG	1.151.000	100.00	Marzo	227.487	284.791	57.304 883.057
Sociedad Refinería de Cartagena S. A.	980.000	49.00	Marzo	239.273	1.122.330	74.176
Polipropileno del Caribe S. A.	206.910.325	49.90	Marzo	259.699	333.875	
CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.	45.583.982	100.00	Marzo	2.279.1 59	2.408.911	129.752
Ecopetrol Pipeline International Limited	40.439.547	100.00	Marzo	870.169	2.052.999	1.182.830 661.877
Equion Energía Limited	114.836.072	51.00	Marzo	436.053	1.097.930	
Ecopetrol Global Capital	3.100	100.00	Marzo	8	7	(1)
Hocol Petroleum Limited	12.000	100.00	Marzo	1.020.3 78	2.798.286	1.777.908
Andean Chemicals Limited	645.707.273	100.00	Marzo	2.116.9 66	1.835.031	(281.935)
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	70.151.927	100.00	Febrero	2.862.1 55	1.571.305	(1.290.850)
Black Gold Re Limited	120.000	100.00	Febrero	184.079	265.553	81.474
<b>Total</b>				<b>10.495. 426</b>	<b>13.771.01 8</b>	<b>3.275.592</b>

Las inversiones controladas reconocidas por el método de participación patrimonial al 31 de diciembre de 2012, comprendían:

Participación Accionaria	Número de acciones y/o cuotas	Porcentaje participación	Fecha de valoración	Costo histórico	Valor en libros	Efecto método de participación
<b>Controladas</b>						
Hocol Petroleum Limited	12.000	100.00	Diciembre	1.020.378	2.666.842	1.646.464
CENIT Transporte y Logística de						
Hidrocarburos S.A.S.	45.583.982	100.00	Diciembre	2.279.159	2.277.210	(1.949)
Ecopetrol Pipeline International Limited	40.439.547	100.00	Diciembre	870.169	1.935.506	1.065.337
Andean Chemicals Limited	645.707.273	100.00	Diciembre	2.114.835	1.779.392	(335.443)
Sociedad Refinería de Cartagena S. A.	980.000	49.00	Diciembre	239.273	1.180.151	940.878
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	70.151.927	100.00	Diciembre	2.653.352	1.152.787	(1.500.565)
Equion Energía Limited	114.836.072	51.00	Diciembre	436.053	1.062.339	626.286
Polipropileno del Caribe S. A.	206.910.325	49.90	Diciembre	259.699	359.170	99.471
Ecopetrol Capital AG	1.151.000	100.00	Diciembre	227.487	266.806	39.319
Black Gold Re Limited	120.000	100.00	Diciembre	184.079	254.583	70.504
Ecopetrol Global Capital	3.100	100.00	Diciembre	8	7	(1)
<b>Total</b>				<b>10.284.492</b>	<b>12.934.793</b>	<b>2.650.301</b>

Las inversiones con influencia importante reconocidas por el método de participación patrimonial al 31 de marzo de 2013, comprendían:

Participación Accionaria	Número de acciones y/o cuotas	Porcentaje participación	Fecha de valoración	Costo histórico	Valor en libros	Efecto método de participación
<b>Influencia importante</b>						
Ecodiesel Colombia S. A.	10.500.000.00	50.00	Febrero	10.500	18.982	8.482
Offshore International Group	250	50.00	Diciembre	408.517	551.526	143.009
Invercolsa S. A.	1.213.801.14	43.35	Febrero	61.671	245.776	184.105
<b>Total</b>				<b>480.688</b>	<b>816.284</b>	<b>335.596</b>

Las inversiones con influencia importante reconocidas por el método de participación patrimonial al 31 de diciembre de 2012, comprendían:

Participación Accionaria	Número de acciones y/o cuotas	Porcentaje participación	Fecha de valoración	Costo histórico	Valor en libros	Efecto método de participación
<b>Influencia importante</b>						
Offshore International Group	250	50,00	Diciembre	408.517	532.269	123.752
Invercolsa S. A.	1.213.801.146	43,35	Octubre	61.671	240.555	178.884
Ecodiesel Colombia S. A.	10.500.000.000	50,00	Diciembre	10.500	19.408	8.908
<b>Total</b>				<b>480.688</b>	<b>792.232</b>	<b>311.544</b>

Las inversiones reconocidas por el método del costo al 31 de marzo de 2013, comprendían:

Participación accionaria	Número de acciones y/o cuotas	Porcentaje participación	Fecha de valoración	Costo	Valor de mercado / intrínseco	Valorización / (desvalorización)
<b>No estratégicas</b>						
Empresa de Energía de Bogotá	631.098.000	6.87	Marzo	154.376	883.537	729.161
Interconexión Eléctrica S.A	58.925.480	5.32	Marzo	69.549	530.329	460.780
Concentra Inteligencia en Energía S.A.S.	84.000	4.76	Enero	84	64	(20)
<b>Total no estratégicas</b>				<b>224.009</b>	<b>1.413.930</b>	<b>1.189.921</b>

Las inversiones reconocidas por el método del costo al 31 de diciembre de 2012, comprendían:

Participación accionaria	Número de acciones y/o cuotas	Porcentaje participación	Fecha de valoración	Costo	Valor de mercado / intrínseco	Valorización / desvalorización
<b>No estratégicas</b>						
Empresa de Energía de Bogotá	631.098.000	6.87	Diciembre	154.376	801.495	647.119
Interconexión Eléctrica S.A	58.925.480	5.32	Diciembre	69.549	565.683	496.134
Concentra Inteligencia en Energía S.A.S.	84.000	4.76	Noviembre	84	75	(9)
<b>Total no estratégicas</b>				<b>224.009</b>	<b>1.367.253</b>	<b>1.143.244</b>

Sobre las inversiones que Ecopetrol posee en: Bioenergy S.A., Compounding and Masterbatching Industry Ltda., Serviport S.A., Ecopetrol América INC., Ecopetrol del Perú S.A., Ecopetrol Oleo e Gas do Brasil Ltda, ODL Finance S.A., Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S., Oleoducto Central S.A. y Oleoducto de Colombia S.A., no se aplica método de participación ya que no se tiene participación directa sobre estas Compañías. La participación se tiene a través de otras subordinadas, las cuales son las que aplican el método sobre estas Compañías.

Restricciones sobre las inversiones a largo plazo – Renta variable:

Al 10 de enero de 2013, del proceso jurídico de Invercolsa S.A. se destaca lo siguiente: se encuentran en trámite ante la Corte Suprema de Justicia los recursos de casación interpuestos por AFIB S.A. y FERNANDO LONDOÑO HOYOS contra la sentencia proferida por el Juzgado 28 Civil del Circuito, el 8 de febrero de 2007, que fue confirmada por el Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá - Sala Civil, el 11 de enero de 2011, así las cosas, el 22 de octubre de 2012 venció el traslado para que la recurrente en casación AFIB S.A. sustentara el correspondiente recurso, lo cual se hizo en oportunidad y comenzó a correr el traslado para que el recurrente en casación Fernando Londoño Hoyos sustentara el suyo, lo que también se hizo en término; por lo tanto, el 5 de diciembre de 2012 la Secretaria de la Corte indicó que cumplidos los traslados a los recurrentes, las demandas correspondientes fueron presentadas en su oportunidad y se encuentran insertas en el expediente, informe que paso al despacho ese mismo día. Está pendiente del traslado de la demanda a la Empresa.

Se anota que la sentencia de apelación del 11 de enero de 2011 ordenó: i) anular la compra de las 145 millones de acciones de Invercolsa efectuada por Fernando Londoño Hoyos, ii) inscribir en el libro de accionistas la cancelación de dicha adquisición, incluyendo la prenda a favor de los Bancos del Pacífico Colombia y Panamá; y la dación en pago de las acciones de Arrendadora Financiera Internacional Bolivariana S.A., iii) condenar a Fernando Londoño Hoyos y a AFIB a restituir a Ecopetrol los dividendos recibidos de Invercolsa, junto con las nuevas acciones recibidas por concepto de utilidades y/o revalorizaciones, iv) declarar que Fernando Londoño Hoyos no adquirió ni fue poseedor de buena fe de las 145 millones de acciones de Invercolsa; v) ordenar a Invercolsa ajustar su funcionamiento y la Asamblea a las declaraciones efectuadas en el fallo.

La actividad económica de las entidades en las que Ecopetrol tiene inversiones por método de participación, es la siguiente:

<u>Compañía</u>	<u>Actividad Económica</u>
Hocol Petroleum Limited	Exploración y producción de hidrocarburos
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S	Transporte y/o almacenamiento de hidrocarburos, sus derivados, productos y afines, a través de sistemas de transporte y/o almacenamiento propios o de terceros en Colombia o en el exterior.
Ecopetrol Pipelines International Limited (d)	Vehículo de inversión.
Andean Chemicals Limited	Vehículo de inversión.
Sociedad Refinería de Cartagena S. A.	Refinación, comercialización y distribución de hidrocarburos.

<b><u>Compañía</u></b>	<b><u>Actividad Económica</u></b>
Ecopetrol Global Energy Equión Energía Limited	Vehículo de inversión en España Exploración y producción de hidrocarburos.
Polipropileno del Caribe S. A.	Producción y comercialización de resina de polipropileno.
Ecopetrol Capital AG	Financiación, Liquidación de Financiaciones de sociedades de grupos o cualquier tipo de empresa y toda actividad que esté en relación con ella.
Black Gold & Re Ltd.	Reaseguradora de Ecopetrol y sus subordinadas.
Ecopetrol Global Capital	Vehículo de inversión.
Oleoducto Central S. A. – Ocesa	Transporte por ductos de petróleo crudo
Invercolsa S. A.	Inversiones en sociedades del sector energético incluyendo actividades propias de la industria y el comercio de hidrocarburos y de la minería.
Oleoducto de Colombia S.A	Transporte por ductos de petróleo crudo
Serviport S.A.	Servicios para el apoyo de cargue y descargue de naves petroleras, suministro de equipos para el mismo propósito, inspecciones técnicas y mediciones de carga.
Ecodiesel Colombia S. A.	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleoquímicos.
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	Exploración y explotación de hidrocarburos.
Ecopetrol América Inc.	Exploración y explotación de hidrocarburos.
Ecopetrol del Perú S. A.	Exploración y explotación de hidrocarburos.
ODL- Finance	Transporte por ductos de petróleo crudo.
Offshore International Group	Exploración, desarrollo, producción y procesamiento de hidrocarburos
Ecopetrol Transportation Company	Vehículo de inversión.

<u>Compañía</u>	<u>Actividad Económica</u>
Ecopetrol Transportation Investments	Vehículo de inversión.
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	Construir y operar un oleoducto para asegurar la exportación de excedentes de producción de petróleo proveniente de la región de los llanos.

Las filiales (entidades en las que la Empresa posee más del 50% de participación), al 31 de marzo de 2013, presentan los siguientes saldos:

<u>Compañía</u>	<u>Activos</u>	<u>Pasivos</u>	<u>Patrimonio</u>	<u>Resultados del período</u>
Hocol Petroleum Limited	2.798.286	-	2.798.286	95.695
Andean Chemicals Limited	1.857.673	22.642	1.835.031	(67.436)
Ecopetrol Capital AG	1.502.172	1.217.382	284.790	8.146
Sociedad Refinería de Cartagena S.A.	11.832.401	9.541.931	2.290.470	(118.002)
Polipropileno del Caribe S.A.	1.125.378	456.289	669.089	(7.280)
Equion Energía Limited	3.205.386	1.052.583	2.152.803	53.946
Ecopetrol Pipelines International Limited	2.052.999	-	2.052.999	90.283
Ecopetrol Global Capital	7	-	7	-
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	1.571.319	14	1.571.305	(73.855)
Black Gold Re Limited	301.264	35.711	265.553	1.693
Cenit Transporte Y Logistica De Hidrocarburos S.A.S	2.408.370	2.680	2.405.690	126.045

Las filiales (entidades en las que la Empresa posee más del 50% de participación), al 31 de diciembre de 2012, presentan los siguientes saldos:

<u>Compañía</u>	<u>Activos</u>	<u>Pasivos</u>	<u>Patrimonio</u>	<u>Resultados del período</u>
Hocol Petroleum Limited	2.666.845	3	2.666.842	465.305
Cenit Transporte y Logistica de Hidrocarburos S.A.S	2.275.046	1.058	2.273.988	(1.949)
Equion Energía Limited	3.030.858	947.841	2.083.017	719.692
Ecopetrol Pipelines International Limited	1.935.551	45	1.935.506	6.728
Andean Chemicals Limited	1.801.191	21.799	1.779.392	(79.944)
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	1.152.812	25	1.152.787	(372.176)
Ecopetrol Capital AG	1.345.518	1.078.712	266.806	41.823
Black Gold Re Limited	299.579	44.996	254.583	25.575
Ecopetrol Global Capital	7	-	7	-

Vencimiento inversiones de renta fija - No Corriente

El resumen del vencimiento de las inversiones de renta fija no corriente al 31 de marzo de 2013, se presenta a continuación:

<u>Vencimiento</u>	<u>&gt;1 - 3 Años</u>	<u>3 - 5 Años</u>	<u>&gt; 5 Años</u>	<u>Total</u>
Bonos y otros títulos del exterior	1.391.351	46.151	-	1.437.502
Bonos y otros títulos del gobierno	707.873	383.286	155.384	1.246.543
Títulos de Término - TES	700.056	247.345	296.561	1.243.962
Fondo destinación específica	61.466	91.665	283.521	436.652
	<b>2.860.746</b>	<b>768.447</b>	<b>735.466</b>	<b>4.364.659</b>

El resumen del vencimiento de las inversiones de renta fija no corriente al 31 de diciembre de 2012, se presenta a continuación:

<u>Vencimiento</u>	<u>&gt;1 - 3 Años</u>	<u>3 - 5 Años</u>	<u>&gt; 5 Años</u>	<u>Total</u>
Bonos y otros títulos del exterior	1.845.673	226.284	-	2.071.957
Bonos y otros títulos del gobierno	618.488	304.048	75.569	998.105
Títulos de Término - TES	772.747	148.949	314.470	1.236.166
Fondo destinación específica	58.328	63.339	272.249	393.916
	<b>3.295.236</b>	<b>742.620</b>	<b>662.288</b>	<b>4.700.144</b>

**(5) Cuentas y Documentos por Cobrar**

El saldo de las cuentas y documentos por cobrar, comprendía:

	<u>Marzo 2013</u>	<u>Diciembre 2012</u>
<b>Parte corriente</b>		
<b>Cientes</b>		
Nacionales	122.590	709.601
Exterior	1.873.388	1.781.791
Entes relacionados (ver Nota 15)	1.344.895	853.642
Diferencial de precios por cobrar al Ministerio de Minas y Energía (1)	1.264.845	1.089.240
Deudores varios	503.398	22.430
Reintegros y rendimientos de inversiones	80.531	52
Contratos de asociación - operaciones conjuntas	27.562	13.002
Cuentas por cobrar al personal	51.543	34.481
Deudas de difícil cobro	223.723	197.484
Cientes servicios industriales	6.465	8.517
<b>Total</b>	<b>5.498.940</b>	<b>4.710.240</b>
Menos - Provisión para cuentas de dudoso recaudo	(223,723)	(197.484)
<b>Total corriente</b>	<b>5.275.217</b>	<b>4.512.756</b>
<b>Parte no corriente</b>		
Préstamos a Entes Relacionados (2) (ver Nota 15)	1,109,626	1.109.626
Cavipetrol - préstamos a empleados (3)	335,138	339.465
Diferencial de precios por cobrar al Ministerio de Minas y Energía (1)	77,510	77.510
Cartera de créditos	10,050	8.520
Otros	23,745	26.976
<b>Total no corriente</b>	<b>1.556.069</b>	<b>1.562.097</b>

El siguiente es el movimiento de la provisión de cuentas por cobrar:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Saldo inicial</b>	<b>197.484</b>	<b>130.734</b>
Adiciones	26.583	69.337
Recuperación de provisiones	(1.518)	(225)
Utilizaciones provisiones	1.174	(2.362)
<b>Saldo</b>	<b>223.723</b>	<b>197.484</b>

- (1) Cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público por concepto del cálculo diferencial de precios de gasolina motor regular y el ACPM, de acuerdo con la Resolución No. 180522 emitida el 29 de marzo de 2010.
- (2) En noviembre de 2010 se celebró el contrato de empréstito subordinado No. CE2010-01 entre Ecopetrol S.A. y Refinería de Cartagena S.A. por una financiación máxima de US\$1,000 millones, de los cuales Ecopetrol desembolsó hasta mayo de 2011 la suma de \$1,109,626 correspondientes aproximadamente a US\$588 millones. Para determinar las sumas adeudadas que se deriven del mencionado contrato se tomará como referencia la TRM vigente en la fecha de la Resolución No. 3587 de 2010, expedida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

El 18 de agosto de 2011 se suscribió un otrosí a este contrato mediante el cual se cambió el monto máximo a desembolsar, el cual quedó en US\$600 millones calculados a la tasa representativa del mercado de la fecha de la mencionada resolución.

Una vez extinguidas todas las obligaciones con respecto al Endeudamiento Senior, la amortización de capital será de tres (3) años contados a partir de la fecha de su pago total. No obstante a lo anterior, el plazo máximo es veinte (20) años. Las amortizaciones de capital se realizarán en seis (6) pagos iguales, semestrales y consecutivos.

Se causarán intereses remuneratorios a una tasa igual a la tasa DTF (T.A.) vigente al 31 de diciembre del año inmediatamente anterior al inicio de cada uno de los periodos de pago de las cuotas. Los intereses remuneratorios se convertirán en su equivalente semestre vencido.

- (3) Mediante los contratos Leg 058-80 de 1980 y 4008928 de 2006 se otorgó la administración, manejo y control a Cavipetrol de los préstamos a los empleados de la Empresa. En su calidad de administrador, Cavipetrol custodia en su base de datos y sistema financiero, el detalle por trabajador de dichos préstamos y sus respectivas condiciones.

Los recaudos futuros de las cuentas por cobrar a Cavipetrol a 31 de marzo de 2013 se estiman de la siguiente manera:

<b>Año</b>	<b>Valor</b>
2014	\$ 43.511
2015	43.186
2016 y siguientes	248.441
	<b>\$ 335.138</b>

No existen restricciones de importancia para la recuperación de las cuentas y documentos por cobrar.

**(6) Inventarios, neto**

El siguiente saldo de los inventarios neto, comprendía:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Productos terminados</b>		
Petróleo crudo	1.218.854	905.778
Combustibles	667.600	586.844
Petroquímicos	36.545	29.414
<b>Productos comprados</b>	-	-
Combustibles	19.263	13.607
Petróleo crudo	179.754	256.324
Petroquímicos	11.312	4.749
<b>Materias primas</b>	-	-
Petróleo crudo	89.127	87.246
<b>Productos en proceso</b>	-	-
Combustibles	446.107	493.542
Petroquímicos	3.956	2.610
<b>Materiales para producción de bienes</b>	7,828	11.588
<b>Materiales en tránsito</b>	4,670	4.284
<b>Total</b>	<b>2.685.016</b>	<b>2.395.986</b>
<u>Menos – Provisión de inventarios</u>	<u>(6.839)</u>	<u>(2.586)</u>
<b>Total</b>	<b>2.678.178</b>	<b>2.393.400</b>

El movimiento de la provisión de inventarios se detalla así:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Saldo inicial</b>	2.586	9.054
Aumento de la provisión	4.253	-
Recuperaciones	-	(6.468)
<b>Saldo final</b>	<b>6.839</b>	<b>2.586</b>

**(7) Anticipos, Avances y Depósitos**

El saldo de los anticipos, avances y depósitos, comprendía:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Corto plazo</b>		
Entidades oficiales (1)	4.193.809	3.999.006
Asociados en operaciones conjuntas (2)	378.960	220.748
Agentes de aduana	758	1.511
Entes relacionados (ver Nota 15)	97.942	63.751
Convenios (3)	7.716	18.613
Anticipo a proveedores	4.357	2.702
<b>Total corto plazo</b>	<b>4.683.542</b>	<b>4.306.331</b>
<b>Largo plazo</b>		
Anticipos, avances y depósitos	173.655	163.532
<b>Total</b>	<b>4.857.197</b>	<b>4.469.863</b>

- (1) Corresponde a la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales – DIAN, por concepto de autoreteniones, otros por \$1.129.384 (diciembre de 2012 - \$934.581) y anticipo de impuesto de renta año gravable 2012 por \$3.064.425.
- (2) El siguiente es el detalle de los anticipos, avances y depósitos con asociados en operaciones conjuntas:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Socios de contratos en los que Ecopetrol no es operador</b>		
Meta Petroleum Ltd.	43.610	9.069
Occidental de Colombia Inc.	78.312	17.733
Emerald Energy PLC Suc Colombia	19.549	20.893
Mansarovar Energy Colombia Ltd.	4.523	-
Petrobras Colombia Limited	2.420	11.213
Otras operaciones	21.589	11.484
Perenco Colombia Limited	36.427	2.372
Chevron Petroleum Company	9.336	7.065
Petrobras Internacional Braspetro B.V.	718	-
CEPSA Colombia S. A.	20.135	13.118
<b>Contratos en los que Ecopetrol es operador:</b>		
Oleoducto Caño Limón	16.136	15.985
Otras operaciones	3.890	2.400
Bloque CPO-9	9.816	25.189
Acuerdo Master TLU-1	17.323	11.514
Acuerdo operación TLU-3	14.502	13.477
Crudos Pesados Bloque CPE-2	10.095	15.655
La Cira	66.939	38.027
JOA Caño Sur	3.640	3.619
CRC 2004 - 01	-	1.935
<b>Total</b>	<b>378.960</b>	<b>220.748</b>

- (3) Representa los recursos girados a los trabajadores por concepto del anticipo del plan educacional.

**(8) Gastos Pagados por Anticipado**

El saldo de los gastos pagados por anticipado, comprendía:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
Seguros	54.611	70.326
Otros (1)	1.728	164
<b>Total</b>	<b>56.339</b>	<b>70.490</b>

Los seguros contratados tienen vigencia hasta el 1 de mayo de 2013, con un costo de \$168.538 y una amortización a 31 de marzo de 2013 de \$112.199.

- (1) Recursos para la adquisición y mantenimiento de los vehículos asignados a los funcionarios de nivel superior de Ecopetrol mediante leasing, administrados por Cavipetrol, según Contrato No. 5203585.

**(9) Depósitos Entregados en Administración**

El saldo de los depósitos entregados en administración comprendía:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
Fondo de abandono	313.017	306.651
Fondo de pensiones	17.998	16.920
Otros	94	94
<b>Total</b>	<b>331.109</b>	<b>323.665</b>

Corresponde a fiducias de pensiones y costos de abandono, las cuales estaban constituidas a nombre de Occidental de Colombia y fueron recibidas en la terminación del contrato en la Asociación Cravo Norte - ACN, el cual se hizo efectivo en febrero de 2011. Tanto el fondo de Pensiones como el fondo de abandono están siendo administrados por la Fiduciaria Bancolombia.

**(10) Propiedades, Planta y Equipo, neto**

El saldo de las propiedades, planta y equipo, neto, comprendía:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
Planta y equipo	15.376.225	15.086.251
Construcciones en curso (1)	7.864.829	7.397.138
Ductos, redes y líneas	9.223.494	9.583.770
Edificaciones	4.085.307	3.979.249
Equipo en depósito y en tránsito	1.588.242	1.391.884
Equipo de cómputo	359.297	352.223
Equipo de transporte y otros activos	421.804	411.919
Terrenos	521.547	513.093
<b>Total</b>	<b>39.440.745</b>	<b>38.715.527</b>
Depreciación acumulada	(15.742.366)	(15.394.694)
Provisión por desvalorizaciones de propiedades, planta y equipo (2)	(385,344)	(385.356)
<b>Total</b>	<b>23.313.035</b>	<b>22.935.477</b>

- (1) Incluye: (i) las inversiones realizadas en proyectos de producción en la operación directa como: Desarrollo Castilla, Chichimene, Apiay, recuperación secundaria Yarigui y Cupiagua. En la operación asociada con los proyectos de desarrollo del Piedemonte, Rubiales, Abarco, Quifa, Caracara y ampliación planta de gas LTO. En refinación los proyectos importantes son la modernización de la Refinería de

Barrancabermeja, Plan Maestro de Servicios Industriales y Control Operacional Consolidado. En transporte se encuentran el Plan Maestro de Integración de Refinería, la ampliación de transporte Chichimene-Castilla-Apiay, la optimización Sistema Galán, Incremento Capacidad Orito-Tumaco y Ampliación diluyente; ii) intereses causados por pagar sobre el crédito sindicado por \$37.238 bonos emitidos en dólares y pesos por \$52.004 y por \$13.598 respectivamente. los cuales fueron destinados a construcciones en curso por \$26.994.

- (2) El siguiente es el detalle del movimiento de la provisión por desvalorizaciones de propiedades, planta y equipo:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Saldo inicial</b>	<b>385.356</b>	<b>879.062</b>
Adiciones a nuevas provisiones	-	310.071
Utilizaciones provisiones	(3)	(1.785)
Desvalorización de activos anteriores al 2006	(9)	(680.128)
Recuperaciones	-	(121.864)
<b>Saldo final diciembre</b>	<b>385.344</b>	<b>385.356</b>

Resumen de las propiedades, planta y equipo al 31 de marzo de 2013:

<b>Clase de activo</b>	<b>Costo ajustado</b>	<b>Depreciación acumulada</b>	<b>Valorización</b>	<b>Provisiones</b>	<b>Neto más valorización</b>
	15.376.22				
Planta y equipo	5	(10.018.258)	4.995.094	(64.773)	10.288.288
Ductos, redes y líneas	9.223.494	(3.750.063)	5.375.257	(50.698)	10.797.990
Construcciones en curso	7.864.829	-	-	-	7.864.829
Edificaciones	4.085.307	(1.491.176)	2.317.395	(199.735)	4.711.791
Equipos en depósito y en tránsito	1.588.242	-	-	-	1.588.242
Equipo de cómputo	359.297	(240.165)	33.030	(4.462)	147.700
Equipos de transporte y otros activos	421.804	(242.704)	106.958	(55.732)	230.326
Terrenos	521.547	-	2.705.631	(9.944)	3.217.234
<b>Total</b>	<b>39.440.74</b>	<b>5 (15.742.366)</b>	<b>15.533.365</b>	<b>(385.344)</b>	<b>38.846.400</b>

Resumen de las propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2012:

Clase de activo	Costo ajustado	Depreciación acumulada	Valorización	Provisiones	Neto más valorización
Planta y equipo	15.086.251	(9.800.229)	4.997.112	(64.900)	10.218.234
Ductos, redes y líneas	9.583.770	(3.678.944)	5.374.552	(50.533)	11.228.845
Construcciones en curso	7.397.138	-	-	-	7.397.138
Edificaciones	3.979.249	(1.447.411)	2.216.476	(199.720)	4.548.594
Equipos en depósito y en tránsito	1.391.884	-	-	-	1.391.884
Equipo de cómputo	352.223	(234.126)	33.070	(4.462)	146.705
Equipo de transporte y otros activos	411.919	(233.984)	107.321	(55.797)	229.459
Terrenos	513.093	-	2.805.889	(9.944)	3.309.038
<b>Total</b>	<b>38.715.527</b>	<b>(15.394.694)</b>	<b>15.534.420</b>	<b>(385.356)</b>	<b>38.469.897</b>

Sobre los activos no existen restricciones ni pignoraciones o entregas en garantía de obligaciones. Los retiros y ventas de propiedad, planta y equipo al 31 de marzo de 2013 no han generado pérdidas (pérdida neta \$127 en 2012).

Los avalúos técnicos de activos fijos se realizan cada tres años, de acuerdo con lo establecido en el Régimen de Contabilidad Pública. Al cierre del año 2012 se actualizó el último estudio técnico de valoración de activos y lo realizó la firma T.F. Auditores & Asesores.

#### (11) Recursos naturales y del medio ambiente, neto

El saldo de los recursos naturales y del medio ambiente, neto, comprendía:

	Marzo 2013	Diciembre 2012
Inversiones petrolíferas amortizables (1)	26.661.743	26.295.849
<u>Menos:</u> Amortización acumulada de inversiones petrolíferas	14.438.037	13.745.560
	12.223.706	12.550.289
Costos de taponamiento y abandono, desmante de facilidades y recuperación ambiental (2)	3.999.267	3.999.267
<u>Menos:</u> Amortización acumulada de abandono de instalaciones	2.119.604	2.030.643
	1.879.663	1.968.624
Yacimientos y aforos (3)	701.590	701.590
<u>Menos:</u> Agotamiento acumulado	635.203	632.941
	66.387	68.649
Exploraciones en curso (4)	1.214.849	1.107.245
<b>Total</b>	<b>15.384.605</b>	<b>15.694.807</b>

(1) A 31 de marzo de 2013, las capitalizaciones netas de inversiones petrolíferas ascendieron aproximadamente a \$538.368 (2012 - \$3.821.276) representadas principalmente en los campos: Rubiales, Apiay, Ballena, Quifa, Caño Limon, Casabe, Cupiagua, Chichimene, Gigante, Castilla, Castilla Norte, Suria y Arrayan.

- (2) Corresponde a los costos de abandono de las áreas de producción, actualizados en diciembre de 2012.
- (3) El aforo de reservas está representado en los yacimientos recibidos de las reversiones de contratos de concesión por \$520.218 administrados por la Gerencia Sur y \$181.372 por la Gerencia Magdalena Medio.
- (4) Se presenta variación por \$107.604 correspondiente a: aumento de la ejecución de Caño Sur, Quifa, Oripaya, Rumero, Akacias, Tisquirama e hidrocarburos no convencionales.

**(12) Cargos Diferidos**

El saldo de los cargos diferidos, comprendía:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
Impuesto sobre la renta diferido	1.507.035	1.507.035
Impuesto y sobretasa al patrimonio	476.494	952.987
Otros cargos diferidos, neto (1)	893.718	866.999
	<b>2.877.247</b>	<b>3.327.021</b>

- (1) Incluye las inversiones realizadas en desarrollo del contrato de colaboración empresarial suscrito entre Ecopetrol y Schlumberger, con el fin de obtener una producción incremental en el campo Casabe; dichas inversiones se amortizan con base en las unidades técnicas de producción del campo.

**(13) Otros Activos**

El siguiente es un detalle de los otros activos:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
Crédito mercantil, neto (1)	2.771.882	2.841.618
Intangibles, neto (marcas, licencias, patentes y software)	237.096	202.899
Bienes adquiridos en leasing financiero	102.046	105.205
Otros activos (4)	94.610	94.231
Encargos fiduciarios (2)	67.318	71.025
Fondo Nacional de Regalías (3)	70.027	67.815
Depósitos entregados en administración	9.321	19.645
	<b>3.352.300</b>	<b>3.402.438</b>

- (1) El crédito mercantil al 31 de marzo de 2013 está compuesto por:

Compañía	Fecha Adquisición	Valor Crédito Mercantil	Valor Amortizado	Pendiente de amortizar	Tiempo de amortización (años)
Propilco S.A.	7/04/2008	327.986	91.215	236.771	17,8
Andean Chemicals	7/04/2008	357.629	99.462	258.167	17,8
IPL Enterprises	17/03/2009	537.093	146.209	390.884	15
Offshore International	06/02/2009	747.856	200.006	547.850	14
Hocol Petroleum Limited	27/05/2009	748.947	169.244	579.703	16
Equión Energía Limited	24/01/2011	972.409	213.902	758.507	10
<b>Total</b>		<b>3.691.920</b>	<b>920.038</b>	<b>2.771.882</b>	

El crédito mercantil al 31 de diciembre de 2012 está compuesto por:

Compañía	Fecha Adquisición	Valor Crédito Mercantil	Valor Amortizado	Pendiente de amortizar	Tiempo de amortización (años)
Propilco S.A.	7/04/2008	327.986	86.572	241.414	17,8
Andean Chemicals	7/04/2008	357.629	94.400	263.229	17,8
IPL Enterprises	17/03/2009	537.093	137.257	399.836	15
Offshore International	06/02/2009	748.986	186.175	562.811	14
Hocol Petroleum Limited	27/05/2009	748.948	157.334	591.614	16
Equión Energía Limited	24/01/2011	972.409	189.695	782.714	10
<b>Total</b>		<b>3.693.051</b>	<b>851.433</b>	<b>2.841.618</b>	

- (1) Corresponde: i) \$56,374 por aportes y participación en el Fondo Nacional de Hidrocarburos creado para apoyar futuros contratos de inversión, exploración y producción de hidrocarburos en campos menores, proyectos que son administrados por el Fondo de Capital Privado de Hidrocarburos de Colombia, ii) \$1,263 del Fondo Procuraduría, creado para proyectos de beneficio general de los municipios cercanos al campo Cicuco de la operación directa: Cicuco, Mompos y Talaigua Nueva (la función de la fiducia es el giro de los dineros, de acuerdo con el avance de los proyectos, los cuales van a ser ejecutados por los municipios a través de convenios con el Incoder y el Ministerio del Medio Ambiente); y iii) \$9,681 del Fondo Colpet, Cóndor y Sagoc para atender eventuales contingencias en la liquidación de estas antiguas filiales.
- (2) Corresponde a los depósitos del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera - FAEP a favor de Ecopetrol para atender el remanente del Fondo Nacional de Regalías. Tiene como destino exclusivo el pago de deudas y la financiación de proyectos y programas de desarrollo de los municipios y departamentos productores y no productores de hidrocarburos. Ecopetrol hace desembolsos en la medida en que el Ministerio de Hacienda emite las respectivas aprobaciones.
- (3) Incluye, principalmente: i) Fondos restringidos por \$53.591 (\$50.359 en 2012), representados en depósitos judiciales, para atender demandas laborales, civiles y tributarias, y ii) mejoras en propiedad ajena sobre los activos recibidos en concesión de Pozos Colorados y Tumaco por \$40.055 (\$42.897 en 2012).

**(14) Obligaciones Financieras**

El saldo de las obligaciones financieras, comprendía:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Corriente</b>		
Préstamos banca nacional (1)	444.041	444.041
Contratos BOMT's infraestructura (2)	7.376	9.478
Contrato de leasing financiero - inmuebles (3)	844	844
<b>Total Corriente</b>	<b>452.261</b>	<b>454.363</b>
<b>No corriente</b>		
Crédito externo - Bonos (4)	2.748.300	2.652.345
Préstamos banca nacional (1)	1.110.100	1.155.650
Operaciones crédito público - Bonos y títulos emitidos (5)	1,000,000	1.000.000
Intereses créditos obtenidos	104.589	120.349
Contratos BOMT - infraestructura (2)	93.800	90.525
Contratos de leasing financiero - inmuebles (3)	2.387	2.387
<b>Total no corriente</b>	<b>5.059.176</b>	<b>5.021.256</b>

- (1) Corresponde al préstamo sindicado con once bancos nacionales por valor inicial de \$2,220,200, destinados a financiar programas de inversiones de la Empresa. De acuerdo con las condiciones de pago a 31 de marzo de 2013 se ha amortizado capital de \$666,060. Se estima la amortización de capital en el año 2013 por \$444.041. El préstamo fue obtenido con las siguientes condiciones:

Plazo: 7 años, incluyendo 2 años de gracia  
 Pago de intereses: A partir de noviembre de 2009  
 Tasa: DTF + 4% trimestre anticipado  
 Amortización: Semestral

Garantía: Ecopetrol otorgó prenda cerrada de las acciones que posee directa o indirectamente en las siguientes compañías, con un cubrimiento mínimo del 120% del monto del crédito. Las acciones dadas en garantía fueron sustituidas a través del Otrosí No. 1 suscrito entre los bancos y Ecopetrol, el 17 de noviembre de 2011. El valor de las garantías, según el valor intrínseco de las acciones de las compañías a diciembre de 2012 y convertidos a pesos con la TRM vigente a 31 de marzo de 2013, es el siguiente:

<u>Empresa</u>	<u>Valor</u>
Hocol Petroleum Limited	2.763.091
Offshore International Group	464.967
Polipropileno del Caribe S.A.	<u>313.010</u>
<b>Total</b>	<b><u>3.541.068</u></b>

El detalle de los pagos a largo plazo es como sigue:

2014	444.040
2015	444.040
2016	<u>267.570</u>
	<u>1.155.650</u>

Actualmente, Ecopetrol S.A. no anticipa ninguna situación que pueda representar el no cumplimiento de sus obligaciones en un futuro inmediato.

- (2) Corresponde a contrato suscrito el 19 de septiembre de 2008, entre Ecopetrol y la Union Temporal Gas Gibraltar (Montecz S.A., Conequipos ING Ltda., Gasmocan S.A. y Twister BV), cuyo objeto se basa en la financiación, diseño, compra de equipos, suministros, construcción, pruebas, operación y mantenimiento por el lapso de 15 años de las facilidades de superficie para el tratamiento del gas del campo Gibraltar en propiedad de Ecopetrol S.A. por un valor de US\$37 millones.
- (3) Corresponde a leasing o arrendamiento financiero, modalidad inmobiliaria, con las siguientes condiciones al 31 de marzo de 2013:

Tipo de bienes:	Piso 4° y 5° del edificio COLGAS, ubicado en la calle 37 N° 8 - 43 de Bogotá
Plazo del contrato:	60 meses
Número de cánones pendientes:	6
Valor de los cánones pendientes:	\$3.292(*)
Monto de la opción de compra:	\$476
Amortización :	Mensual

- (\*) El monto de los cánones semestrales pendientes se estiman con una DTF de 5.29% EA, vigente en la semana del 29 de Octubre al 4 de Noviembre de 2012, última fecha en la cual, según el contrato de leasing, se reajustó el valor del cánón.

- (4) El 23 de julio de 2009, la Compañía llevó a cabo una emisión de bonos (notas) de deuda no garantizada y no subordinada, con derecho a registro en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos - SEC con vencimiento en 2019, por US\$1,500 millones. Dicho registro se efectuó el 6 de octubre de 2009. La emisión se realizó bajo la Regla 144A/Regulación S con los derechos de registro ante la SEC.

Las condiciones de la transacción fueron:

Interés del cupón: 7.625%

Prima de aseguramiento sobre los tesoros americanos (Make Whole): 50 pbs. Las fechas de pago de intereses son: 23 de julio y 23 de enero de cada año, empezando el 23 de enero de 2010. Fecha de vencimiento: 23 de julio de 2019.

La Compañía ha cumplido con los diversos compromisos (covenants) entre los cuales se incluyen el pago debido y oportuno de los intereses y el capital; no constituir prendas por parte de Ecopetrol y sus subordinadas, excepto por ciertas prendas autorizadas; realizar una oferta de compra de los bonos en el caso de un evento de recompra por cambio de control, de acuerdo con su definición en los documentos de la emisión.

- (5) Mediante la Resolución No. 3150 del 20 de octubre de 2010, Ecopetrol obtuvo autorización del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para emitir, suscribir y colocar bonos de deuda pública interna hasta por la suma de un billón de pesos, para financiar el Plan de Inversiones de Ecopetrol 2010. Posteriormente, mediante la Resolución No. 2176 del 11 de noviembre de 2010, obtuvo autorización de la Superintendencia Financiera de Colombia para inscribir sus bonos de deuda pública interna en el Registro Nacional de Valores y Emisores y para efectuar su oferta pública.

Resultados de la emisión y colocación de los bonos de deuda pública interna:

Monto colocado :	1 billón de pesos			
Fecha de emisión:	1 de diciembre de 2010			
Amortización:	Al vencimiento			
Serie A:	Bonos denominados en pesos con tasa variable IPC			
Plazo de redención:	5 años	7 años	10 años	30 años
Tasa:	IPC + 2.80%	IPC + 3.30%	IPC + 3.94%	IPC + 4.90%
Monto (millones) \$	<u>97.100</u>	<u>138.700</u>	<u>479.900</u>	<u>284.300</u>

**(15) Cuentas por Pagar y entes relacionados**

El saldo de las cuentas por pagar y transacciones con entes relacionados, comprendía:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
Dividendos por pagar (1)	11.968.625	3.919.102
Proveedores	3.888.694	3.856.184
Entes relacionados (2)	215.689	757.081
Agencia Nacional Hidrocarburos	316.239	245.394
Anticipos asociados	717.306	795.990
Depósitos recibidos de terceros	445.744	415.541
Acreedores varios	281.556	291.320
Retención en la fuente	109.930	208.425
Reembolsos costos exploratorios	33.405	33.944
<b>Total</b>	<b><u>17.977.188</u></b>	<b><u>10.522.981</u></b>

- (1) Se encuentra representado por los dividendos por pagar decretados en la Asamblea General de Accionistas celebrada el 21 de marzo de 2013 por \$11,964,959, incluye así mismo los dividendos por pagar a accionistas que se encuentran en mora en el pago de las cuotas generadas por la compra de acciones, a quienes se les han suspendido los derechos económicos y políticos, de conformidad con el Artículo 397 del Código de Comercio, los cuales les serán restituidos, una vez se encuentren al día en los pagos.

(2) Saldos y transacciones con entes relacionados

Los saldos más representativos al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, con entes relacionados, en los cuales Ecopetrol posee inversiones o intereses directos, están incluidos en cuentas de deudores, proveedores y cuentas por pagar, así:

	<b>Cuentas por cobrar</b>	<b>Anticipos por cobrar</b>	<b>Cuentas por pagar</b>
<b>Corto Plazo:</b>			
Refinería de Cartagena S. A.	1.292.813	-	39
Compounding and Masterbatching (COMAI)	17.536	-	-
Oleoducto de los Llanos Orientales - ODL	1.021	-	817
Hocol S.A.	2.303	12.569	13.780
Equion Energía Limited	1.136	62.920	4.120
Ocensa S. A.	6.171	-	141.096
Oleoducto de Colombia S. A.	903	22.453	40.612
Polipropilenos del Caribe S.A.	21.005	-	-
Oleoducto Bicentenario de Colombia	1.928	-	-
Cenit S.A.	51	-	3.221
Ecopetrol America Inc.	4	-	12.004
Black Gold Re Ltd.(*)	24	-	-
Total corto plazo:	<b>1.344.895</b>	<b>97.942</b>	<b>215.689</b>
<b>Largo Plazo:</b>			
Refinería de Cartagena S. A. (largo plazo)	1.109.626	-	-
Total largo plazo:	<b>1.109.626</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Saldo a marzo 31 de 2013</b>	<b>2.454.521</b>	<b>97.942</b>	<b>215.689</b>
	<b>Cuentas por cobrar</b>	<b>Anticipos por cobrar</b>	<b>Cuentas por pagar</b>
<b>Corto Plazo:</b>			
Refinería de Cartagena S. A.	745.524	-	77.835
Compounding and Masterbatching (COMAI)	8.690	-	-
Oleoducto de los Llanos Orientales - ODL	2.659	-	817
Hocol S.A.	19.835	16.901	27.637
Equion Energía Limited	49.989	33.448	5.220
Ocensa S. A.	5.279	-	605.474
Oleoducto de Colombia S. A.	16.381	13.402-	20.264
Ecopetrol del Perú S.A.	137	-	-
Oleoducto Bicentenario de Colombia	4.842	-	-
Cenit S.A.	51	-	-
Ecopetrol America Inc.	42	-	19.834
Black Gold Re Ltd.(*)	1	-	-
Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil Ltda.	212	-	-
Total corto plazo:	<b>853.642</b>	<b>63.751</b>	<b>757.081</b>
<b>Largo Plazo:</b>			
Refinería de Cartagena S. A. (largo plazo)	1.109.626	-	-
Total largo plazo:	<b>1.109.626</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Saldo a diciembre de 2012</b>	<b>1.963.268</b>	<b>63.751</b>	<b>757.081</b>

(\*) Representan recursos recibidos en administración.

Las principales transacciones con entes relacionados durante los períodos terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012, es como sigue:

	<b>Ventas y servicios</b>	<b>Arrendamientos</b>	<b>Otros</b>
<b>Ingresos:</b>			
Refinería de Cartagena S.A.	1.380.900	-	16,039
Compounding and Masterbatching (COMAI)	50.286	-	-
Hocol S.A.	4.703	-	-
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	4.499	-	1
Ocensa S.A.	8.345	134	6,00
Homcol Cayman Inc	102	-	-
Black Gold Re Limited	41	-	2,00
Oleoducto de Colombia S.A.	2.124	-	-
Equión Energía Limited	2.434	-	602
Santiago Oil Company	-	-	179
Bioenergy S.A.	84	-	-
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.	4.190	-	4,00
<b>Total a marzo de 2013</b>	<b>1.457.708</b>	<b>134</b>	<b>16,833</b>
	<b>Ventas y servicios</b>	<b>Arrendamientos</b>	<b>Otros</b>
<b>Ingresos:</b>			
Refinería de Cartagena S.A.	1.411.682	-	13.647
Compounding and Masterbatching (COMAI)	36.192	-	-
Hocol S.A.	3.689	-	578
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	8.071	-	-
Ocensa S.A.	6.399	135	-
Oleoducto de Colombia S.A.	1.032	-	-
Equión Energía Limited	4.063	-	342
Bioenergy S.A.	64	-	-
Ecopetrol Capital AG	1.896	-	-
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.	2.547	-	-
<b>Total a marzo de 2012</b>	<b>1.475.635</b>	<b>135</b>	<b>14.567</b>
	<b>Compra de productos</b>	<b>Costo de transporte</b>	<b>Otros</b>
<b>Egresos:</b>			
Refinería de Cartagena S. A.	192.102	-	53
Hocol Petroleum Ltd.	-	2.388	-
Equion Energía Limited	-	1.096	749
Ocensa S. A.	-	320.281	-
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	-	116.123	-
Oleoducto de Colombia S. A.	-	40.858	-
Ecopetrol America Inc.	762	-	773
<b>Total a marzo de 2013</b>	<b>192.864</b>	<b>480.746</b>	<b>1.575</b>

	<u>Compra de productos</u>	<u>Costo de transporte</u>	<u>Otros</u>
<b>Egresos:</b>			
Refinería de Cartagena S. A.	98.273	-	184
Hocol Petroleum Ltd.	-	2.201	-
Equion Energía Limited	1.463	1.233	2.037
Ocensa S. A.	-	144.152	-
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	-	88.018	-
Oleoducto de Colombia S. A.	-	18.255	-
Compounding and Masterbatching (COMAI)	-	-	3.200
Ecopetrol America Inc.	1.860	-	-
<b>Total a marzo de 2012</b>	<b><u>101.596</u></b>	<b><u>253.859</u></b>	<b><u>5.421</u></b>

No existen condiciones especiales de precios o por fuera de valores de mercado con Entes Relacionados. Sin embargo, para Ocensa S.A. y Oleoducto de Colombia S.A. existe una tarifa máxima determinada por el Ministerio de Minas y Energía que pueden cobrar ambas compañías por el uso de su sistema. Su operación se basa en el cobro del total de gastos operacionales y administrativos para determinar el costo unitario de transporte. El costo por barril se transfiere a cada accionista que utiliza el sistema en función de los barriles transportados.

Ningún miembro de la Junta Directiva, Representante Legal o Administrador de la Compañía es beneficiario real del 10% o más de las acciones en circulación de Ecopetrol.

En el 2012 se efectuaron operaciones no materiales de compra y/o venta de acciones de Ecopetrol por parte de los siguientes administradores de la Compañía, las cuales fueron debidamente autorizadas y reveladas al mercado oportunamente. Al 31 de marzo de 2013, no se han presentado este tipo de operaciones.

<u>Funcionario</u>	<u>Operación</u>	<u>Acta de Autorización</u>
Presidente de Junta Directiva	Reinversión del valor de los dividendos de sus acciones (\$24,324,300) en la compra de nuevas Acciones.	N° 153, Abril 23, 2012
Presidente de Junta Directiva	Venta de 60,770 Acciones	N° 159, Julio 26, 2012 N° 164, Octubre 16, 2012
Suplentes del Presidente Miembro de la Junta Directiva	Venta de 14,000 Acciones	N° 167, Noviembre 16, 2012
	Compra de 19,007 Acciones	

**(16) Impuestos, contribuciones y tasas por pagar**

El siguiente es un detalle de los impuestos, contribuciones y tasas por pagar:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Impuesto Corriente:</b>		
Renta y complementarios (3)	6.779.094	6.560.992
Impuesto Nacional a la Gasolina y sobretasa a la gasolina (1)	204,657	-
Impuesto Global (2)	-	135.266
A las ventas por pagar	(36.849)	-
Patrimonio	476.494	476.494
Impuesto de Industria y comercio y otros menores (1)	17.514	4.689
	<b>7.440.910</b>	<b>7,177,441</b>
<b>No corriente:</b>		
Impuesto al patrimonio	476.494	476.494
	<b>476.494</b>	<b>476.494</b>
<b>Total impuestos</b>	<b>7.917.404</b>	<b>7.653.935</b>

- (1) Con la entrada en vigencia de la Ley 1607 de 2012, a partir del mes de enero de 2013 se eliminó el impuesto global y se estableció el Impuesto Nacional a la Gasolina y ACPM.
- (2) Estos impuestos se generan por la venta y/o retiro de gasolina corriente, extra y ACPM y la aplicación de las tarifas establecidas por el Ministerio de Minas y Energía. Los fondos recaudados se giran a favor de la Dirección del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y/o los entes territoriales.
- (3) Para el año 2013 incluye la provisión por el impuesto de renta y el impuesto sobre la renta para la equidad "CREE", liquidado este último a la tarifa del 9%.

Impuesto sobre la renta

Para el año 2013, la Ley 1607 de diciembre de 2012, reduce la tarifa del impuesto de renta al 25% y crea el impuesto sobre la renta para la equidad "CREE", el cual para los años 2013, 2014 y 2015 tendrá una tarifa del 9%. A partir del año gravable 2016, la tarifa de este impuesto será del 8%.

Salvo algunas deducciones especiales, así como la compensación de pérdidas y excesos de renta presuntiva y la deducción por donaciones, beneficios no aplicables al CREE, la base de este impuesto será la misma base gravable que el impuesto de renta. Se exceptúa del impuesto sobre la renta para la equidad CREE, las entidades sin ánimo de lucro y las empresas que sean catalogadas como usuarios de zona franca.

La provisión de impuesto de renta de marzo de 2013 se calculó aplicando a la utilidad contable antes de impuestos, la tasa efectiva de tributación calculada para el mes de marzo de 2013 de 34%. Esta tasa incluye el 25% de impuesto de renta y el 9% del impuesto para la equidad CREE.

La provisión de impuesto de renta de marzo de 2013 se calculó aplicando a la utilidad contable antes de impuestos, la tasa efectiva de tributación calculada para el mes de marzo de 2013 de 34%.

El efecto de las diferencias temporales que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, se contabiliza como impuesto diferido activo o pasivo, según corresponda, siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el caso del impuesto diferido activo, o se generan suficientes rentas gravables para recuperar el impuesto respecto del impuesto diferido pasivo. El impuesto diferido es calculado a la tasa del 34% o del 33% según corresponda.

El impuesto de renta cargado al gasto, comprende:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
Impuesto de renta corriente (1)	1.800.806	2.071.143
<b>Total</b>	<b>1.800.806</b>	<b>2.071.143</b>

- (1) Para el año 2013, incluye la provisión por el impuesto de renta a una tasa del 25% y el impuesto sobre la renta para la equidad "CREE", liquidado este último a la tarifa del 9%.

El impuesto diferido activo se calcula sobre el valor de las provisiones contables no aceptadas fiscalmente, las cuales son deducibles en el momento de su utilización y por el valor de los ajustes por inflación de activos originados entre los años 2004 a 2006. El impuesto diferido crédito resulta de: a) El valor de las diferencias en la política de amortización de inversiones petrolíferas, las que contablemente se amortizan por unidades técnicas de producción, mientras que fiscalmente aplica el método de línea recta; b) Por la diferencia en la forma de valoración de inversiones de renta fija que, para efectos contables se valoran por el método de mercado, mientras que fiscalmente se valoran por el método lineal; y c) Por la diferencia en el valor amortizado del crédito mercantil acelerado para efectos fiscales a partir de 2011.

Las declaraciones del impuesto sobre la renta pueden ser revisadas por las autoridades de impuestos dentro de los dos años siguientes a su presentación. A la fecha está abierto el término de la declaración del año 2012.

En la actualidad, existen diferencias con la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN por la forma de liquidación y pago de la primera cuota del impuesto de renta del 2004, debido a que, en criterio de la DIAN, se debió incluir en su base el valor de la sobretasa de dichos años. El resultado de este proceso no afectará el flujo de caja de la Compañía por cuanto las sumas en discusión fueron compensadas directamente por la DIAN, de saldos a favor solicitados previamente por otros conceptos.

El saldo del impuesto sobre la renta diferido, activo y pasivo, es el siguiente:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Impuesto diferido activo:</b>		
Saldo inicial	1.507.035	1.519.196
Movimiento del año	-	(12.161)
<b>Saldo final</b>	<b>1.507.035</b>	<b>1.507.035</b>
<b>Impuesto diferido pasivo:</b>		
Saldo inicial	1.657.613	1.706.394
Movimiento del año	-	(48.781)
<b>Saldo final</b>	<b>1.657.613</b>	<b>1.657.613</b>

### Precios de Transferencia.

A partir del 2004, los contribuyentes del impuesto de renta que hubieren celebrado operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior y/o con residentes en países considerados paraísos fiscales, están obligados a determinar para efectos del impuesto de renta y complementarios sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, y sus activos y pasivos, considerando para estas operaciones los precios y márgenes de utilidad denominados de mercado. Con base en el concepto de los asesores externos de la Compañía, para el año gravable 2013 no se prevén cambios significativos relacionados con el cumplimiento del principio de plena competencia consagrado en el Artículo 260-1 del Estatuto Tributario, ni se prevén ajustes en la determinación del gasto por impuesto de renta para dicho año.

### Impuesto al Patrimonio

Conforme con lo establecido por la Ley 1370 de 2009, el 1 de enero de 2011, por una sola vez debió causarse el valor del impuesto al patrimonio pagadero en ocho cuotas iguales, durante los años 2011, 2012, 2013 y 2014, dentro de los plazos que establezca el Gobierno Nacional.

Con base en lo anterior y, en atención a los decretos de manejo contable, Ecopetrol reconoció el valor del impuesto al patrimonio por pagar y el correspondiente cargo a resultados por el valor proporcional correspondiente a 2011 y 2012. El saldo pendiente por pagar fue registrado como un cargo diferido amortizable durante los años siguientes.

### **(17) Obligaciones laborales y pensionales**

El saldo de las obligaciones laborales y pensionales, comprende:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Corto plazo</b>		
Vacaciones	80.512	65.773
Primas, bonificaciones y auxilios	83.205	86.638
Cesantías	15.086	44.669
Salarios y pensiones por pagar	2.002	2.729
Intereses sobre cesantías	422	5.007
Otros	(44)	2.221
<b>Total corto plazo</b>	<b>181.183</b>	<b>207.037</b>
<b>Largo plazo</b>		
Pasivo actuarial de salud y educación (1)	4.091.166	3.992.829
Pensiones de jubilación operaciones conjuntas	68.920	71.052
<b>Total largo plazo</b>	<b>4.160.086</b>	<b>4.063.881</b>
<b>Total</b>	<b>4.341.269</b>	<b>4.270.918</b>

- (1) Los cálculos actuariales de salud y educación fueron preparados aplicando las Tablas de Mortalidad actualizadas en 2010 y utilizando una tasa de interés técnico del 4.8%. Para estimar el valor de las prestaciones futuras de estos conceptos se utilizó un incremento del 4.755% (inflación del 2012), correspondiente a la tasa promedio de inflación registrada por el DANE durante los últimos tres años anteriores al año de cálculo, más un porcentaje adicional de 1.5%, teniendo en consideración el crecimiento real de la empresa. Para estimar la actualización de la reserva de 2013 se utilizó el IPC del año inmediatamente anterior (2.44%) más el porcentaje adicional (1.5%). Como resultado del cambio en el principio contable de amortización que se presentó en 2010, se estima que al cierre del año 2013 se tenga una porción por amortizar correspondiente al 6%, la cual a marzo de 2013 equivale a \$400,448.

El pasivo actuarial amortizado de salud se indica a continuación:

<b>Concepto</b>	<b>Marzo de 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
Cálculo actuarial de la obligación de salud	4.102.338	4.062.323
Menos - Cálculo actuarial pendiente de amortizar	400.448	454.973
<b>Pasivo actuarial amortizado</b>	<b>3.701.890</b>	<b>3.607.350</b>

Las variaciones en el pasivo actuarial amortizado se describen a continuación:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Variación</b>
<b>Salud</b>			
Activos	412.415	401.883	10.532
Jubilados	3.289.475	3.205.467	84.008
<b>Educación</b>			
Activos	38.108	37.736	372
Jubilados	351.168	347.743	3.425
<b>Totales</b>	<b>4.091.166</b>	<b>3.992.829</b>	<b>98.337</b>

#### (18) **Pasivos Estimados y Provisiones**

El saldo de los pasivos estimados y provisiones, comprendía:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Corto plazo</b>		
Provisión procesos judiciales (1) (ver Nota 30)	771.402	770.922
Provisión obligaciones pensionales (2)	500	500
Provisión costos abandono, desmonte facilidades y recuperación ambiental (3)	(10.872)	1.358
Otras provisiones - CP	60.960	269.518
Provisiones para contingencias (4)	302.518	92.561
<b>Total corto plazo</b>	<b>1.124.508</b>	<b>1.134.859</b>
<b>Largo plazo</b>		
Provisión costos abandono, desmonte facilidades y recuperación ambiental (5)	3.802.841	3.802.841
Provisiones comuneros (6)	437.267	424.500
<b>Total largo plazo</b>	<b>4.240.108</b>	<b>4.227.341</b>
<b>Total</b>	<b>5.364.616</b>	<b>5.362.200</b>

- (1) El siguiente es el movimiento de la provisión para procesos judiciales a marzo 31 de 2013:

	<u>Número de procesos</u>	<u>Valor de las Provisiones</u>
<b>Saldo inicial al 31 de diciembre de 2012</b>	673	770.922
Adiciones, nuevas provisiones	36	621
Recuperación por traslado y terminación de procesos	-	(105)
Utilizaciones	-	(36)
<b>Saldo final</b>	<u>709</u>	<u>771.402</u>

El siguiente es el movimiento de la provisión para procesos judiciales al cierre de diciembre de 2012:

	<u>Número de procesos</u>	<u>Valor de las Provisiones</u>
<b>Saldo inicial enero de 2012</b>	812	682,158
Adiciones, nuevas provisiones	309	402,044
Recuperación por traslado y terminación de procesos	(446)	(307,789)
Utilizaciones	(2)	(5,491)
<b>Saldo final diciembre de 2012</b>	<u>673</u>	<u>770,922</u>

- (2) Corresponde a los aportes en pensiones estimados, pendientes de pago, de las personas que ingresaron a Ecopetrol después del 29 de enero de 2003 (Ley 797 de 2003) y hasta el primer trimestre de 2004, los cuales son cubiertos por el Régimen General de Pensiones.
- (3) Se han presentado disminuciones de aproximadamente \$12.230 por efecto de utilizaciones, principalmente en los campos: La Cira, Casabe, Guajira, Tibu, Lisama, Teca-Cocorna, Tesoro, Llanito, Gala, Yarigui-Cantagallo y Nutria.

Los siguientes son los movimientos de la provisión para costos de abandono, desmonte de facilidades y recuperación ambiental a corto plazo:

	<u>Marzo 2013</u>	<u>Diciembre 2012</u>
<b>Saldo inicial</b>	1.358	89.193
Actualización estudios por costo de abandono pozos	-	(18.737)
Actualización corto plazo	-	29,868
Utilizaciones	(12.230)	(98,966)
<b>Saldo final</b>	<u>(10.872)</u>	<u>1.358</u>

- (4) Se encuentra representado por: (i) \$26.971 para posibles reclamaciones de pagos a PDVSA por concepto de la labor de limpieza y descontaminación del lago de Maracaibo en Venezuela y \$68.175 por situaciones con implicaciones ambientales; (ii) \$152 correspondientes a la comisión de éxito para el apoderado en el proceso en contra de Ecopetrol S.A. instaurado por Industrias Crizasa; (iii) \$207.220 por provisiones creadas, con el fin de anticipar los potenciales eventos de la naturaleza y otros que puedan causar afectación a las instalaciones de transporte e impactar las regiones en las que se tiene presencia. A partir de enero de 2012 se crean tres proyectos de gran escala: Proyecto Dosquebradas, Programa de Integridad y Programa de Contingencias
- (5) Los siguientes son los movimientos de la provisión para costos de abandono, desmonte de facilidades y recuperación ambiental a largo plazo:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Saldo inicial</b>	3.802.841	3.566.262
Adiciones	-	266.447
Traslados al corto plazo	-	(29.868)
<b>Saldo final</b>	<b>3.802.841</b>	<b>3.802.841</b>

- (6) Comprende la medida cautelar ordenada por el Consejo de Estado en auto de 24 de junio de 1994 en la acción de nulidad del Ministerio de Minas y Energía contra los Comuneros de Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo de Cusiana, correspondiente al embargo y secuestro de los pagos que por concepto de regalías debía efectuar Ecopetrol originados en los Contratos de Regalías Nos. 15, 15A, 16 y 16A, declarados nulos de oficio por el Consejo de Estado en sentencia de 13 de septiembre de 1999, en la que se ordena cancelar la medida cautelar citada y la entrega de las sumas embargadas y secuestradas a la Nación – Ministerio de Minas. Ecopetrol tiene la condición de secuestre. De dicho monto, \$90.752 corresponde al valor inicialmente reconocido por Ecopetrol, junto con la valorización del fondo donde se encuentran los recursos y \$346.515 a los intereses generados. En fallo del 12 de diciembre de 2012, notificado en edicto del 21 de enero de 2013, el Consejo de Estado declaró no prósperos los recursos extraordinarios de súplica interpuestos por los comuneros.

#### (19) Otros Pasivos a Largo Plazo

El saldo de otros pasivos a largo plazo, comprendía:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
Impuesto de renta diferido crédito	1.657.613	1.657.613
Anticipos recibidos de Ecogas para atender BOMT's	382.884	369.517
Otros pasivos	70.473	76.685
<b>Total</b>	<b>2.110.970</b>	<b>2.103.815</b>

#### (20) Patrimonio

##### Capital suscrito y pagado

El capital autorizado de Ecopetrol es de \$15.000.000 dividido entre 60.000.000.000 de acciones nominativas ordinarias, valor nominal \$250 pesos cada una, de las cuales se han suscrito 41.116.698.456 acciones, representadas en 11.51% en interés no controlante y 88.49% en accionistas de entidades estatales. El valor de las acciones en reserva asciende a \$4.720.825 conformada por 18.883.301.544 acciones.

### Prima en colocación de acciones

Corresponde, principalmente, a: (i) Exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones en el momento de efectuarse la capitalización en el año 2007 por \$4,700,883, (ii) \$31,225, al valor generado en el proceso de colocación de acciones en el mercado secundario, originado por la ejecución de garantías a los deudores morosos, de conformidad con lo establecido en el Artículo 397 del Código de Comercio, y (iii) Al exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones adjudicadas en la segunda ronda, efectuada en septiembre de 2011 por \$2.222.441.

Un detalle de la prima en colocación de acciones es el siguiente:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
Prima en colocación de acciones	6,954,549	6,954,549
Prima en colocación de acciones por cobrar	(274)	(302)
<b>Total</b>	<b>6,954,275</b>	<b>6,954,247</b>

### Resumen de Valorizaciones y Superávit por Valorizaciones

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Propiedades, planta y equipo (i)</b>		
Planta y equipo	4.995.094	4.997.112
Edificaciones	2.317.395	2.216.476
Terrenos	2.705.631	2.805.889
Ductos y líneas	5.375.257	5.374.552
Equipos de transporte y Otros activos	106.958	107.321
Equipo de comunicaciones y computación	33.030	33.070
	<b>15.533.365</b>	<b>15.534.420</b>

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Inversiones de renta variable</b>		
Inversiones en sociedades de economía mixta	729.161	647.119
Inversiones en sociedades públicas	460.780	496.125
	<b>1.189.941</b>	<b>1.143.244</b>
<b>Total</b>	<b>16.723.306</b>	<b>16.677.664</b>

- (i) Al 31 de marzo de 2013, las valorizaciones de propiedades, planta y equipo, presentan disminución de \$1.055 por el ajuste de la valoración en el retiro de activos fijos.

### Reservas Patrimoniales

La reserva legal se constituye con el 10% de la utilidad neta y puede ser usada para compensar pérdidas o distribuir en caso de liquidación de la Empresa.

El 21 de marzo de 2013, los resultados del período 2012 fueron puestos a disposición de la Asamblea General de Accionistas. Se determinó no aumentar la reserva legal, debido a que actualmente ésta representa el 50% del capital suscrito.

Así mismo, se presentaron incrementos en las reservas para ejecución de proyectos de inversión por \$2.628.878; \$215.407 para cumplimiento del Decreto Reglamentario 2336 de 1995 (valoración a precios de mercado) del cual se liberaron así mismo las reservas acumuladas a 31 de diciembre de 2012 por \$1.829.362; para nuevas exploraciones \$2.595.113; apropiación de reservas no realizadas del Grupo Empresarial por \$3.461.741 y \$1.260.000 para desarrollo campaña de perforación infill. Adicionalmente, se liberaron reservas por \$605.135 para fortalecer la integridad de la infraestructura del transporte y \$2.123.538 correspondiente a utilidades no realizadas de Compañías del Grupo Empresarial.

Un detalle de las reservas, es el siguiente:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
Legal	5.139.587	5,139,587
Ocasional para programas de inversión	9.945.733	5.323.786
Decreto Reglamentario 2336 de 1995	215.406	1.829.362
<b>Total</b>	<b>15.300.726</b>	<b>12.292.735</b>

#### Patrimonio Institucional Incorporado

Corresponde al producto de la comercialidad relacionada, principalmente, con los contratos de asociación Nare, Matambo, Garcero, Corocora, Estero, Caracara, por los pozos Sardinias 6, Remache Norte 3, Abejas 3, Jaguar T5 y T6, Orocué, pozo Guarilaque 7, Campo Rico por los pozos Candalay, Jordán 5, Remache Norte 2 y 5, Abejas 2 y Vigía e, incorporación de la bodega materiales de Cocorná.

#### Efecto de la Aplicación del Régimen de Contabilidad Pública

Corresponde al traslado de los saldos negativos originados en desvalorizaciones de propiedades, planta y equipo, según lo establecido por el Régimen de Contabilidad Pública, a partir de 2008.

También se revelan en este rubro las responsabilidades pendientes de fallo originadas en procesos de pérdidas de materiales, dando aplicación al procedimiento establecido en la citada norma.

#### **(21) Cuentas de Orden**

El siguiente es un detalle de las cuentas de orden:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Deudoras</b>		
Derechos de explotación - Decreto 727 de 2007 (1)	68.268.822	65.885.263
Otros derechos contingentes y cuentas deudoras (2)	25.336.315	25.276.301
Costos y gastos (deducibles y no deducibles)	22.033.048	22.033.048
Patrimonios autónomos pensionales (3)	12.130.547	11.866.064
Títulos valores entregados en custodia y garantía	4.821.303	5.549.724
Ejecución de proyectos de inversión	31.484	129.455
Procesos judiciales	665.646	648.581
<b>Total</b>	<b>133.287.165</b>	<b>131.388.436</b>

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
<b>Acreedoras</b>		
Procesos judiciales	33.870.488	33.504.773
Bienes recibidos en custodia (4)	28.475.646	27.328.905
Garantías contractuales (5)	14.477.254	14.327.340
Patrimonios autónomos pensionales (7)	11.905.851	11.730.386
Pasivos no fiscales	9.821.795	9.821.795
Otras obligaciones contingentes (6)	3.244.490	3.242.524
Obligaciones Potenciales – pasivos pensionales (7)	710.625	809.596
Ingresos no gravados	5.821.444	5.821.444
Contratos de mandato (8)	1.461.469	1.416.574
Fondos de administración - Dec 1939 de 2001 y 2652 de 2002	973.565	973.565
Pagos futuros de BOMT's	88.260	108.769
<b>Total</b>	<b>110.850.887</b>	<b>109.085.671</b>

- (1) Reservas valoradas al 31 de diciembre de 2012 con base en los volúmenes del estudio de reservas auditado y aplicando el precio promedio determinado por normatividad aprobada por la SEC.

El 7 de marzo de 2007 se emitió el Decreto 727 que reemplazó el Decreto 2625 de 2000 e incluye normas relacionadas con la valoración de reservas y la contabilización de las reservas de hidrocarburos de la Nación en los estados financieros de la Empresa. En adición, el decreto establece registrar el valor de los derechos de exploración o producción de hidrocarburos que posee. Dicho registro es mantenido en cuentas de orden, de conformidad con la opinión dada por la Contaduría General de la Nación; sin embargo, las cuentas de orden no hacen parte del balance general de la Empresa.

- (2) El saldo corresponde, principalmente, a: (i) saldo de las cuentas de orden fiscales por \$22,590,844 que reflejan las diferencias entre los valores, tanto de patrimonio como de cuentas de resultado, tomados en la declaración de renta de 2011, y los saldos contables. Las diferencias se originan en conceptos, tales como valorizaciones, provisiones que no son aceptadas fiscalmente, la diferencia en el método de amortización de inversiones petrolíferas que contablemente se realiza por unidades de producción y fiscalmente por línea recta, y el efecto del ajuste por inflación generado, entre otros, (ii) Títulos valores en custodia por \$2.253.560, (iii) Otros derechos contingentes, principalmente, por el reconocimiento del derecho por precios altos sobre el contrato de Quifa por \$325.945.
- (3) Refleja el derecho contingente (cuenta deudora) por los recursos entregados al Patrimonio Autónomo Pensional, para el pago del pasivo pensional conmutado, con el fin de controlar la existencia de los recursos líquidos en el patrimonio autónomo. El valor conmutado (transferido) al 31 de marzo de 2013 que es de \$12.130.547 (en la fecha de conmutación, 31 de diciembre de 2008, \$10.092.528), corresponde al pasivo pensional por mesadas pensionales, cuotas partes y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación queda dentro del pasivo pensional a cargo de Ecopetrol. Los recursos conmutados, así como sus rendimientos, no se pueden cambiar de destinación ni restituirse a la Compañía hasta tanto se cumpla con la totalidad de las obligaciones pensionales.

Un detalle de los patrimonios autónomos pensionales fondos es el siguiente:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
Consorcio Ecopensiones 2011	3.181.362	2.855.165
Porvenir S.A	2.668.382	2.609.500
Consorcio Pensiones Ecopetrol 2011	2.198.567	2.151.960
Unión temporal Skandia-HSBC	1.924.350	2.142.634
Consorcio. Bogotá-Colpatria-Occidente	2,157,886	2.106.805
<b>Total</b>	<b>12.130.547</b>	<b>11.866.064</b>

- (4) Conformado, principalmente, por el valor de las regalías correspondiente al balance de reservas de Ecopetrol por \$28.207.756 (2012 - \$27.222.901), calculado según normatividad aprobada por la SEC. Adicionalmente, este rubro incluye los inventarios de productos vendidos y de materiales pendientes de entrega a los clientes por \$35.640 (2012 - \$37.203). y bienes recibidos en custodia de concesión: Coveñas. \$41.660; Pozos Colorados. \$21.058; y Tumaco, \$6.083 (2012 - \$41.660; \$21.058 y 6.053 respectivamente).
- (5) Principalmente, por los contratos pendientes de ejecución celebrados en pesos, dólares y euros, actualizados a la tasa representativa del mercado al 31 de marzo de 2013 por \$13.999.466 (2012 - \$14.327.340); cartas de crédito stand by, las cuales garantizan contratos firmados por la Empresa por \$471.847 (2012 - \$327.705) y cartas documentarias por \$5.941 (2012 - \$170).
- (6) Incluye, principalmente, la prenda cerrada de las acciones que posee Ecopetrol S.A. directa o indirectamente en Hocol Petroleum Limited, Offshore International Group y Polipropileno del Caribe S.A., con un cubrimiento del 120% del monto del crédito otorgado por la banca nacional (ver Nota 14 (1)).
- (7) Conformado por el valor del cálculo actuarial de mesadas, cuotas partes y bonos pensionales al 31 de marzo de 2013, más el porcentaje de amortización de la reserva de 2010 que se originó por el cambio en el principio contable de amortización. Al cierre de marzo de 2013 se tenía una reserva por amortizar del 4%, equivalente a \$710,625.

El saldo del pasivo actuarial amortizado se compone como se indica a continuación:

<b>Concepto</b>	<b>Marzo de 2013</b>	<b>Diciembre 2012</b>
Cálculo actuarial de la obligación de mesadas y bonos pensionales	12.616.476	12.539.982
Menos - Cálculo actuarial pendiente de amortizar	(710.625)	(809.596)
Pasivo actuarial amortizado	<u>11.905.851</u>	<u>11.730.386</u>

El saldo de los patrimonios autónomos pensionales, así como el valor de la reserva actuarial y el valor amortizado del pasivo pensional por mesadas, se incluye en cuentas de orden.

El cálculo actuarial fue preparado utilizando una tasa de interés técnico del 4%. El crecimiento de los salarios, pensiones en dinero y pensiones en especie fue calculado utilizando la tasa promedio de inflación, calculada por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística DANE, durante los últimos tres años anteriores al año del cálculo.

A 31 de diciembre de 2012, el número de personas cobijadas en el cálculo actuarial de pensiones era de 13.210, en el cálculo actuarial de salud y educación 19.528 y por bonos pensionales 13.907.

- (8) Incluye el valor de los activos recibidos en custodia de la Refinería de Cartagena S.A. para el cumplimiento de las obligaciones contraídas, en virtud del contrato de mandato suscrito entre la Empresa y dicha sociedad para la operación de la refinería, así: inventarios de productos \$420.664 (2012 - \$429.108); inventario de materiales \$30.269 (2012 - \$30.269) y propiedades, planta y equipo por \$944.431 (2012 - \$957.197).

**(22) Ingresos por Ventas**

El siguiente es un detalle de los ingresos por ventas:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Marzo 2012</b>
<b>Ventas nacionales</b>		
Destilados medios	2.280.601	2.171.676
Gasolinas	1.295.678	1.214.336
Servicios	385.650	368.719
Gas Natural	251.051	239.877
Otros productos	313.064	325.764
G.L.P. y propano	87.280	152.830
Asfaltos	79.634	100.396
Crudos (1)	245.536	108.232
	<b>4.938.494</b>	<b>4,681,830</b>
Reconocimiento diferencial precios (2)	175,605	283.673
	<b>5.114.099</b>	<b>4,965,503</b>
<b>Ventas al exterior</b>		
Crudos (1)	8.617.947	9.343.605
Combustóleo	822.236	865.610
Gas Natural (1)	136.122	166.782
Gasolinas y turbocombustible	8.530	57.724
Propileno	50.286	36.192
Otros productos	8.679	9.887
Diesel	13.914	-
	<b>9.657.714</b>	<b>10,479,800</b>
<b>Total ingresos</b>	<b>14.771.813</b>	<b>15.445.303</b>

- (3) Desde el año 2010, las ventas de crudo y gas natural a la Refinería de Cartagena y propileno a Comai se vienen registrando como ventas al exterior por originarse en zona franca. Se han registrado en el año 2013 ventas de crudo por \$1.342.141 (31 de marzo de 2012 - \$1.296.227), gas natural por \$17.106 al (31 de marzo de 2012 \$10.942), GLP y propileno por \$50.286 (31 de marzo de 2012 \$40.440).
- (4) Corresponde a la aplicación del Decreto 4839 de diciembre de 2008 que definió el procedimiento para el diferencial de precios (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, que puede ser positivo o negativo).

**(23) Costo de Ventas**

El siguiente es un detalle del costo de ventas:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Marzo 2012</b>
<b>Costos Variables:</b>		
Compras de hidrocarburos - ANH (1)	2.103.833	2.226.999
Productos importados (2)	1.935.257	1.854.002
Compras de crudo asociación y concesión	937.645	1.158.159
Amortización y agotamiento	806.166	728.286
Servicios transporte de hidrocarburos	730.967	512.507
Compras de otros productos y gas	278.320	172.692
Materiales de proceso	60.911	58.909
Energía Eléctrica	49.461	44.708
Ajustes volumétricos y otras asignaciones	11.491	(241)
Inventario inicial menos final	(290.746)	(319.656)
	<b>6.623.305</b>	<b>6.436.365</b>
<b>Costos Fijos:</b>		
Servicios contratados asociación	491.593	378.894
Depreciación	357.473	301.230
Mantenimiento	294.026	220.495
Costos laborales	279.913	234.862
Servicios contratados	218.660	233.234
Impuestos y contribuciones	95.155	43.003
Materiales y suministros de operación	62.939	54.161
Costos de proyectos no capitalizados	47.482	28.124
Amortización de diferidos, intangibles y seguros	19.644	18.130
Costos generales	12.640	11.009
Amortización cálculo actuarial de salud y educación	9.368	7.272
	<b>1.888.893</b>	<b>1.530.414</b>
	<b>8.512.198</b>	<b>7.966.779</b>

(1) Corresponde a las compras de crudo y gas que realiza Ecopetrol a la Agencia Nacional de Hidrocarburos derivadas de la producción nacional, tanto de la Empresa en operación directa como de terceros.

(2) Corresponde, principalmente, a diesel de muy bajo azufre, gasolinas para mejorar la calidad de los productos locales y diluyente para facilitar el transporte de crudo pesado.

**(24) Gastos Operacionales**

El siguiente es un detalle de los gastos operacionales al 31 de marzo:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Marzo 2012</b>
<b>Administración:</b>		
Amortizaciones (1)	73.385	72.518
Gastos laborales	57.193	46.312
Gastos generales	17.801	22.513
Depreciaciones	3.607	5.522
Comisiones Honorarios y servicios	2.520	3.318
Amortización cálculo actuarial salud y educación	613	506
Alquileres y arrendamientos	114	346
Impuestos	86	54
Mantenimiento	-	3
	<b>155.319</b>	<b>151.092</b>
<b>Comercialización y proyectos:</b>		
Gastos generales (2)	154.306	80.469
Gastos de exploración (3)	69.068	128.414
Gastos laborales	67.385	47.216
Gastos de proyectos (4)	61.746	39.727
Impuestos	32.187	40.174
Operación aduanera	29.044	12.299
Cuota de Fiscalización	13.283	17.196
Pérdida de combustibles	12.096	18.028
Provisiones operacionales (5)	11.069	84.441
Transporte por gasoductos	5.118	32.165
Comisiones, Honorarios y servicios	4.321	2.440
Mantenimientos	3.991	4.637
Ejercicios anteriores (6)	(27.273)	1.547
	<b>436.341</b>	<b>508.753</b>
	<b>591.660</b>	<b>659.845</b>

- (1) En el periodo 2013 se amortizaron \$68.606 (31 de marzo 2012 \$68.677) correspondiente al crédito mercantil de las compañías: Propilco, Ocesa, Hocol, Offshore y Equión.
- (2) Corresponde principalmente a los convenios con la Policía Nacional y fuerzas militares \$108.264 y seguros generales \$5.
- (3) Los gastos de exploración a marzo de 2013 corresponden, principalmente a exploraciones no exitosas por \$37.489 (31 de marzo de 2012 \$50.218), dentro de las cuales las más importantes son: pozos secos \$14.330 (Embrujo \$5.720, Nunda \$4.592, Pecari \$2.722), estimaciones pozos secos \$23.159 (Tarabita-1 \$12.362, Tingua-1 \$4.827, Trasgo-2 \$2.215, CSE8 \$2.727), estudios de sísmica por \$17.847 (31 de marzo de 2012 \$62.772), estudios de viabilidad y partidas no capitalizables \$13.710.
- (4) En gastos de proyectos se destacan la construcción de la estación de bombeo San Fernando-Monterrey \$47.376, nuevos esquemas de Refinación \$6.751 y evaluaciones potenciales de arenas bituminosas y crudos pesados \$5.544.

(5) El detalle de las provisiones operacionales es el siguiente:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Marzo 2012</b>
Cartera	26.583	11.288
Inventarios - productos y materiales	4.253	-
Procesos judiciales	2.832	33.921
Otras provisiones	20	13.125
Conmutación pensional	-	106.451
Propiedad, planta y equipos	-	17.255
	<b>33.688</b>	<b>182.040</b>

El detalle de la recuperación de provisiones operacionales es el siguiente:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Marzo 2012</b>
Laborales	20.829	-
Cartera	1.518	-
Otras recuperaciones	167	3.443
Procesos judiciales	105	88.527
Inventario de productos y materiales	-	5.629
	<b>22.619</b>	<b>97.599</b>
Neto	<b>11.069</b>	<b>84.441</b>

(6) Revocatoria de tutelas a trabajadores y jubilados \$26.583, correspondiente a beneficios pagados por la Empresa, revocatoria que advierte a “Ecopetrol S.A que puede iniciar las acciones judiciales con el fin de recuperar los dineros que hubiera pagado en virtud de los fallos que ahora se revocan.”

**(25) Ingresos (gastos) Financieros, neto**

El siguiente es el detalle de los ingresos (gastos) financieros, neto al 31 de marzo:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Marzo 2012</b>
<b>Ingresos:</b>		
Ganancia en cambio (1)	637.158	1.071.748
Dividendos en dineros	66.576	32.542
Utilidad por valoración portafolio de inversiones	57.624	43.108
Rendimientos e intereses	57.499	109.061
Operaciones de cobertura (2)	157	2.877
	<b>819.014</b>	<b>1.259.336</b>
<b>Gastos:</b>		
Pérdida en cambio (1)	588.542	1.432.887
Intereses	85.740	55.609
Operaciones de cobertura (2)	1.418	967
Otros menores	918	569
Administración y emisión de títulos		49
	<b>676,618</b>	<b>1.490.081</b>
<b>Neto</b>	<b>142,396</b>	<b>(230,745)</b>

- (1) La utilidad acumulada por diferencia en cambio a marzo de 2013 fue de \$48.616 (31 de marzo 2012 \$361.139), principalmente por efecto de la devaluación del peso. La variación acumulada de la tasa a marzo de 2013 fue de 3.62%. A marzo de 2012 se presentó una pérdida de \$361.139 producto de la revaluación acumulada de -7,8%.
- (2) Los resultados de las operaciones de cobertura al 31 de marzo de 2013 y 2012 corresponden a derivados por tasa de cambio.

**(26) Gastos de Jubilados**

El siguiente es un detalle de los gastos de jubilados a 31 de marzo:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Marzo 2012</b>
Amortización cálculo actuarial y pensiones (1)	87,433	88,061
Servicios de salud	53,835	45,244
Servicios de educación	22,575	22,348
	<b>163,843</b>	<b>155,653</b>

- (1) A diciembre de 2012 se actualizó el estudio de cálculo actuarial. Los cálculos actuariales de salud y educación fueron preparados aplicando las tablas de mortalidad actualizadas en 2010 y utilizando una tasa de interés técnico del 4.8%. Para estimar el valor de las prestaciones futuras de estos conceptos se utilizó un incremento del 4.755% correspondiente a la inflación del 2012 más un porcentaje adicional de 1.5%, teniendo en consideración el crecimiento real de la empresa.

**(27) Ganancia por Inflación**

Corresponde a la amortización neta al 31 de marzo de 2012 por valor de \$5.367, en 2013 no se presenta ya que la amortización de la corrección monetaria diferida finalizó en diciembre de 2012.

**(28) Otros (gastos) e ingresos neto**

El siguiente es un detalle de los otros gastos e ingresos, neto al 31 de marzo.

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Marzo 2012</b>
<b>Otros Ingresos</b>		
Ingresos diferidos BOMTS	31.465	31.201
Utilidad en venta de materiales y PPE	7.871	585
Recuperación servicios a asociados (1)	3.889	3.703
Recuperación de gastos por recobros	3.646	26.137
Otros ingresos menores	1.400	151
Indemnizaciones recibidas	1.060	2.898
Ingresos por servicios	962	1.185
	<b>50.293</b>	<b>65.860</b>
<b>Otros gastos</b>		
Impuestos (1)	522.672	499.036
Disponibilidad gasoductos contratos BOMTS	24.640	26.452
Otros gastos menores	6.680	7.790
	<b>553.992</b>	<b>533.278</b>
	<b>(503.699)</b>	<b>(467.418)</b>

- (1) Incluye gasto por impuesto al patrimonio por valor de \$476,494 (2012 - \$476.494).

**Resultados en Sociedades, neto**

A marzo la aplicación del método de participación patrimonial en las compañías subordinadas o con influencia importante presentó los siguientes resultados:

	<b>Marzo 2013</b>	<b>Marzo 2012</b>
Cenit - Transporte y logística de hidrocarburos (1)	126.045	-
Hocol Petroleum Company	95.695	188.103
Ecopetrol Pipeline International Limited (2)	90.283	-
Equion Energia Limited	27.512	111.897
Ecopetrol Capital AG	8.146	8.061
Invercolsa	5.587	1.465
Black Gold Re Limited	1.693	6.598
Ecodiesel Colombia S.A.	1.462	-
Offshore International Group	-	17.895
ODL Finance S.A.	-	16.538
ECP Transportation Investments	-	3.272
Ecopetrol Transportation Company	-	1.883
Serviport	-	1.206
Ecopetrol America Inc.	-	(46)
Oleoducto de Colombia S.A.	-	(969)
Ecopetrol del Perú S.A.	-	(1.558)
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.	-	(1.591)
Ocensa S.A.	-	(1.747)
Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil Ltda.	-	(2.841)
Polipropileno del Caribe S.A.	(3.633)	1.820
Refinería de Cartagena	(57.821)	57.271
Andean Chemicals Ltd.	(67.436)	60.034
Ecopetrol Global Energy (3)	(73.855)	(23.327)
<b>Resultado Neto</b>	<b>153.678</b>	<b>443.964</b>

- (1) La inversión en la compañía CENIT incluye las participaciones de las compañías, Ocensa S.A, Oleoducto de Colombia S.A., ODL Finance S.A, Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A. y Serviport.
- (2) Las compañías ECP Transportation Investments y Ecopetrol Transportation Company se fusionaron en Ecopetrol Pipeline International Limited.
- (3) La inversión en Ecopetrol Global Energy incluye las participaciones de las compañías América Inc, Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil Ltda y Ecopetrol del Perú S.A.

**(29) Contingencias**

A continuación se resumen los procesos más significativos, de cuantía de pretensión superior a \$10,000 sobre los cuales se han reconocido provisiones, de acuerdo con las evaluaciones de los apoderados internos y externos de la Empresa, al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012:

<b>Proceso</b>	<b>Acción</b>	<b>Cuantía de provisión marzo 2013</b>	<b>Cuantía de provisión diciembre 2012</b>
Contrato de asociación Garcerero	Acción Popular contra Ecopetrol S.A., la Nación, Ministerio de Minas y otros, por extensión del Contrato de Asociación Garcerero.	155.184	155.184
Municipios de Aguazul y Tauramena	Acción popular. Aportes al fondo de solidaridad y redistribución de ingresos como consecuencia de generación de energía, según Ley 142 de 1994.	220.044	220.044
Municipio de Arauca	Acción popular. Aportes al fondo de solidaridad y redistribución de ingresos como consecuencia de generación de energía, según Ley 142 de 1994.	283.010	283.010
Demanda. Incidencia salarial – estímulo al ahorro	Aplicar incidencia salarial a los dineros pagados bajo la figura de estímulo al ahorro y como consecuencia reliquidar las prestaciones sociales (legales y extralegales) y mesada pensional, desde la fecha en que Ecopetrol S.A. empezó a reconocerlo.	18.689	18.689

Al 31 de marzo de 2013, el saldo de la provisión para procesos judiciales asciende a \$771.402 (31 de diciembre 2012 - \$770.922).

**(30) Compromisos**

Contratos de Suministro de Gas

Adicional a los contratos ya existentes, la Empresa ha suscrito nuevos contratos de venta o suministro de gas con terceros, tales como Gas Natural S.A. E.S.P., Empresas Públicas de Medellín E.S.P y Petrobras. La Empresa comercializó a marzo de 2013, 518.59 GBTUD promedio por valor de \$384.689 (2012 - \$1.519.631) millones de pesos (incluye exportaciones).

### Contratos Ship or Pay

Ecopetrol S. A. y ODL Finance S. A. tienen firmados los siguientes contratos Ship or Pay: i) El primero soporta la deuda (Tarifa Financiera) a 5 años con el Grupo Aval, la cual es recaudada mediante encargo fiduciario, que realiza los pagos de amortización de la deuda. Este contrato fue reemplazado por uno nuevo, ejecutado en mayo de 2010, a un término de 7 años, para reflejar las nuevas condiciones pactadas con el Grupo Aval y ii) El segundo contrato respalda la titularización (Patrimonio Autónomo Títulos) con un término de 7 años. Los títulos están administrados a partir de su fecha de emisión por un patrimonio autónomo estructurado para tal fin, al cual se cedieron los derechos patrimoniales de facturación, recaudo y pago a los tenedores de los títulos.

Bajo el primer contrato Ship or Pay, ODL Finance S. A. se compromete a transportar 75.000 barriles de crudo diarios, durante el periodo de gracia de dos años de la facilidad y 90.000 barriles de crudo diarios durante los siguientes cinco años. Bajo el segundo contrato, ODL Finance S. A. se compromete a transportar 19,500 barriles de crudo durante la primera fase del proyecto de construcción (que inició operaciones en septiembre de 2009) y 39.000 barriles de crudo diarios a partir del inicio de la segunda fase que se llevó a cabo en el primer trimestre de 2010.

### Contrato de Transporte de Crudo Ship or Pay Bicentenario

Para financiar la construcción de las Etapas 0 y 1 del Oleoducto Bicentenario, se suscribieron contratos de transporte de crudo, en el cual se obliga con el respectivo accionista o su afiliada a transportar crudos de su propiedad: (i) desde la estación Arguaney hasta Coveñas (ii) bajo la modalidad ‘transporta o paga’ o ‘Ship or Pay’, y (iii) Hasta por la capacidad del Accionista determinada por su participación accionaria en Bicentenario que dependerá de la capacidad contratada de todos los accionistas de Bicentenario y/o sus afiliadas la cual no podrá ser inferior a 110.000 bpd.

A cambio del servicio de transporte, el accionista o su afiliada deben pagar una tarifa fija mensual, así sea que no transporte barril alguno, a partir de la fecha que ocurra primero entre: (i) La fecha de entrada de operación del Oleoducto, o (ii) 12 meses contados a partir de la fecha del primer desembolso del crédito sindicado, es decir, el 5 de julio de 2013. El derecho a recibir la tarifa bajo la modalidad Ship or Pay fue cedido a un patrimonio autónomo constituido con el fin de administrar y efectuar pagos.

Los contratos tienen una vigencia inicial desde la fecha de inicio del pago de tarifa o la fecha de inicio del servicio, lo que ocurra primero, y termina en la fecha que ocurra de último entre (a) 12 años a partir del inicio del plazo, y (b) el día en que se extingan la totalidad de las obligaciones objeto del contrato. Vencido el plazo anterior, el contrato tendrá una vigencia adicional de 20 años.

### Aportes a la Filial Cenit.

En sesión del 13 de agosto de 2012, la Junta Directiva de la Sociedad elaboró y aprobó por unanimidad el Reglamento de Emisión y Colocación mediante el cual se decidió ofrecer a Ecopetrol S.A. la suscripción de 45.582.982 acciones ordinarias de participación en el capital de Cenit por un valor total de COP\$2.279.149; de los cuales al cierre de marzo de 2013 han sido aportados en dinero COP\$8.575, se encuentran por pagar COP\$3.221 y COP\$2.267.353 fueron pagados por Ecopetrol, mediante el aporte de acciones de compañías de transporte que figuran en el siguiente cuadro:

	<b>OBC</b>	<b>Ocensa</b>	<b>ODC</b>	<b>ODL</b>	<b>Serviport</b>
Participación Directa de Ecopetrol S.A.	54.8%	35.3%	43.8%	65%	49%
Valor de la Operación (Col\$ millones)*	\$392.837	\$1.197.702	\$213.247	\$456.227	\$7.339

\*Cifras de estados financieros de Ecopetrol con corte al 31 de julio de 2012.

Este valor está compuesto de la siguiente manera: COP\$455.830 referente al valor nominal de las acciones y la suma de COP\$1.823.319 corresponde a la prima en colocación de acciones.

### **Hechos Subsecuentes**

#### **Campo Quifa**

El pasado 13 de marzo de 2013, el Tribunal de arbitramento de la Cámara de Comercio de Bogotá falló a favor de Ecopetrol en un pleito por una cláusula de precios altos en el contrato de producción del campo Quifa, en la cuenca de los Llanos del Sur, en Colombia.

La cláusula se activaba cuando la producción acumulada del campo superara los 5 millones de barriles, y el precio del barril de petróleo superara los US\$40, ante lo cual Pacific Rubiales debía entregar a Ecopetrol un porcentaje adicional en la producción del campo. Sin embargo, Pacific argumentaba que ese porcentaje se debía dar sobre el 60% de la producción, que es la participación que tiene esa empresa, mientras que Ecopetrol solicitaba que fuera sobre el 100%.

El tribunal falló que el pago de ese mayor valor debe ser sobre el 100% de la producción del campo.

La participación de la compañía canadiense en la producción, antes de regalías, en el bloque Quifa es del 60%, y Ecopetrol tiene el 40% restante.

Pacific Rubiales interpuso un recurso de anulación del fallo ante el Consejo de Estado. A la fecha Ecopetrol S.A. no conoce la sustentación de dicho recurso.

### **Aportes a CENIT**

Ecopetrol S.A. efectuó el 1 de abril el aporte de los activos relacionados con la actividad de transporte y logística de hidrocarburos a su filial Cénit-Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. Los activos aportados a Cénit tienen un valor de \$13.6 billones de pesos. Cénit es una sociedad cuyas acciones son 100% de propiedad de Ecopetrol.

### **Hallazgo de hidrocarburos en el departamento del Meta**

Se probó la presencia de hidrocarburos en el pozo exploratorio Venus-2, ubicado en el municipio de San Martín en el departamento del Meta. El pozo Venus-2 hace parte del Contrato de Exploración y Producción CPO-11, suscrito en diciembre de 2008 entre Ecopetrol y la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Ecopetrol es el titular del 100% de los intereses de participación en este bloque. Los resultados de las pruebas iniciales, realizadas con un sistema de levantamiento artificial, arrojaron como resultado una producción de petróleo crudo de 17° API, con un caudal promedio de 630 barriles por día y un corte de agua del 39%.

### **Ecopetrol continúa fortaleciendo su presencia en aguas profundas de la Costa del Golfo de EE.UU. (Golfo de México)**

La filial en Estados Unidos, Ecopetrol América Inc., presentó las propuestas más competitivas para 6 bloques en la ronda “Central Planning Area Lease Sale /227” que se celebró en Nueva Orleans (EE.UU.) Ecopetrol América Inc. se presentó en 2 bloques junto con Murphy Exploration and Production, con Anadarko US Offshore Corporation, MCX Gulf of Mexico LLC y JX Nippon Oil Exploration (U.S.A.) Limited en dos bloques y en dos bloques será el titular del 100% de los derechos.

La adjudicación formal de los bloques se llevará a cabo por el BOEM, en los próximos meses, después de revisar las ofertas y comprobar que las empresas cumplan con las condiciones requeridas para la ronda. Las ofertas económicas realizadas por Ecopetrol América y sus socios en los 6 bloques suman aproximadamente USD15.5 millones con una participación de la compañía de aproximadamente USD6.2 millones.

Estos bloques permitirán realizar exploración de hidrocarburos en aguas profundas mayores a 221 metros durante un período de 5 a 7 años. Los nuevos bloques se suman a los 47 obtenidos en las anteriores rondas “Lease Sale” en la Costa del Golfo de los Estados Unidos (Golfo de México). Con estos 6 bloques, Ecopetrol América Inc. aumentaría su participación a 136 bloques en esta prospectiva cuenca de hidrocarburos.

### **(31) Presentación**

Algunas cifras de los estados financieros de 2012 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del 2013.

**9.3.** Estados Financieros no Consolidados de ECOPETROL S.A. para los años terminados el 31 de Diciembre de 2012 y 2011.

## **ECOPETROL S. A.**

Estados Financieros no Consolidados

Al 31 de diciembre de 2012

(Con cifras comparativas al 31 de diciembre de 2011)

Con el informe del Revisor Fiscal

## **Certificación del Representante Legal y Contador de la Compañía**

A los señores Accionistas de Ecopetrol S. A.:

20 de febrero de 2013

Los suscritos Representante Legal y Contador de la Compañía certificamos que los estados financieros no consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2012 y 2011 han sido fielmente tomados de los libros y que antes de ser puestos a su disposición y de terceros, hemos verificado las siguientes afirmaciones contenidas en ellos:

1. Todos los activos y pasivos, incluidos en los estados financieros no consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2012 y 2011, existen y todas las transacciones incluidas en dichos estados se han realizado durante los años terminados en esas fechas.
2. Todos los hechos económicos realizados por la Compañía, durante los años terminados en 31 de diciembre de 2012 y 2011, han sido reconocidos en los estados financieros no consolidados.
3. Los activos representan probables derechos económicos futuros y los pasivos representan probables obligaciones actuales y futuras, obtenidos o a cargo de la Compañía al 31 de diciembre de 2012 y 2011.
4. Todos los elementos han sido reconocidos por sus valores apropiados, de acuerdo con los principios de contabilidad pública generalmente aceptados, promulgados por la Contaduría General de la Nación.
5. Todos los hechos económicos que afectan la Compañía han sido correctamente clasificados, descritos y revelados en los estados financieros no consolidados.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente

Alberto Vargas Peñalosa  
Contador  
T. P. 167682 - T

## **INFORME DEL REVISOR FISCAL**

Señores Accionistas  
Ecopetrol S. A.:

He auditado los estados financieros no consolidados de Ecopetrol S. A. (la Compañía), los cuales comprenden el balance general al 31 de diciembre de 2012 y los estados no consolidados de actividad financiera, económica, social y ambiental, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo, por el año que terminó en esa fecha y sus respectivas notas que incluyen el resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa. Los estados financieros correspondientes al año 2011 fueron auditados por otro contador público, miembro de KPMG Ltda., quien, en su informe de fecha 17 de febrero de 2012 expresó una opinión sin salvedades sobre los mismos.

La administración es responsable por la adecuada preparación y presentación de estos estados financieros no consolidados de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, promulgados por la Contaduría General de la Nación. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para la preparación y presentación de estados financieros libres de errores de importancia material, bien sea por fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas, así como establecer los estimados contables razonables en las circunstancias.

Mi responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados financieros no consolidados con base en mi auditoría. Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y efectué mi examen de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que cumpla con requisitos éticos, planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros no consolidados están libres de errores de importancia material.

Una auditoría incluye realizar procedimientos para obtener evidencia sobre los montos y revelaciones en los estados financieros no consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del criterio del revisor fiscal, incluyendo la evaluación del riesgo de errores de importancia material en los estados financieros no consolidados. En dicha evaluación del riesgo, el revisor fiscal tiene en cuenta el control interno relevante para la preparación y presentación de los estados financieros no consolidados, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye evaluar el uso de políticas contables apropiadas y la razonabilidad de los saldos y de los estimados contables realizados por la administración, así como evaluar la presentación de los estados financieros no consolidados en general. Considero que la evidencia de auditoría que obtuve proporciona una base razonable para fundamentar la opinión que expreso a continuación.

En mi opinión, los estados financieros no consolidados mencionados, tomados fielmente de los libros y adjuntos a este informe, presentan razonablemente, en todos los aspectos de importancia material, la situación financiera de Ecopetrol S. A. al 31 de diciembre de 2012, los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el año que terminó en esa fecha, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, promulgados por la Contaduría General de la Nación, aplicados de manera uniforme con el año anterior.

Con base en el resultado de mis pruebas, en mi concepto durante 2012:

- a) La contabilidad de la Compañía ha sido llevada conforme a las normas legales y a la técnica contable.
- b) Las operaciones registradas en los libros y los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea.
- c) La correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan debidamente.
- d) Existen medidas adecuadas de control interno, de prevención y control de lavado de activos, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía y los de terceros que están en su poder.
- e) Existe concordancia entre los estados financieros no consolidados que se acompañan y el informe de gestión preparado por los administradores.
- f) La información contenida en las declaraciones de autoliquidación de aportes al Sistema de Seguridad Social Integral, en particular la relativa a los afiliados y a sus ingresos base de cotización, ha sido tomada de los registros y soportes contables. La Compañía no se encuentra en mora por concepto de aportes al Sistema de Seguridad Social Integral.

José Hilario Sanabria Caballero  
Revisor Fiscal de Ecopetrol S. A.  
T.P. 34266 - T  
Miembro de KPMG Ltda.

20 de febrero de 2013

ECOPETROL S. A.  
Balances Generales no Consolidados  
Al 31 de diciembre de 2012  
(con cifras comparativas a 31 de diciembre de 2011)  
(Expresados en millones de pesos colombianos)

<u>Activos</u>	A 31 de diciembre de	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
<b>Activos corrientes:</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo (notas 2 y 3)	\$ 5.260.111	4.497.352
Inversiones (notas 2 y 4)	1.367.014	1.069.628
Cuentas y documentos por cobrar, neto (notas 2 y 5)	4.512.756	5.256.982
Inventarios, neto (nota 6)	2.393.400	2.395.929
Anticipos, avances y depósitos (notas 2 y 7)	4.306.331	2.579.887
Gastos pagados por anticipado (nota 8)	70.490	24.308
Total activos corrientes	17.910.102	15.824.086
<b>Activos no corrientes:</b>		
Inversiones (notas 2 y 4)	18.651.177	17.353.028
Cuentas y documentos por cobrar, neto (notas 2 y 5)	1.562.097	2.034.167
Anticipos, avances y depósitos (notas 2 y 7)	163.532	137.853
Depósitos entregados en administración (nota 9)	323.665	283.504
Propiedades, planta y equipo, neto (nota 10)	22.935.477	19.119.854
Recursos naturales y del medio ambiente, neto (nota 11)	15.694.807	13.753.201
Cargos diferidos (nota 12)	3.327.021	3.590.357
Otros activos (notas 2 y 13)	3.402.438	3.675.163
Valorizaciones (nota 20)	16.677.664	9.479.961
Total activos	\$ 100.647.980	85.251.174
<u>Pasivos y Patrimonio</u>		
<b>Pasivos corrientes:</b>		
Obligaciones financieras (notas 2 y 14)	454.363	452.692
Cuentas por pagar y vinculados (notas 2 y 15)	10.522.981	4.391.709
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar (nota 16)	7.177.441	7.587.315
Obligaciones laborales y pensionales (nota 17)	207.037	186.961
Pasivos estimados y provisiones (notas 2 y 18)	1.134.859	1.199.646
Total pasivos corrientes	19.496.681	13.818.323
<b>Pasivos no corrientes:</b>		
Obligaciones financieras (notas 2 y 14)	5.021.256	5.718.463
Obligaciones laborales y pensionales (nota 17)	4.063.881	3.180.269
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar (nota 16)	476.494	952.987
Pasivos estimados y provisiones (notas 2 y 18)	4.227.341	3.984.580
Otros pasivos a largo plazo (notas 2 y 19)	2.103.815	2.585.514
Total pasivos	35.389.468	30.240.136
<b>Patrimonio:</b>		
(Nota 20 y ver estado no consolidado adjunto)	65.258.512	55.011.038
Total pasivos y patrimonio	\$ 100.647.980	85.251.174
<b>Cuentas de orden (nota 21) :</b>		
Deudoras	\$ 131.388.436	122.266.343
Acreedoras	(109.085.671)	(103.461.131)

Veáanse las notas que acompañan a los estados financieros no consolidados.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa  
Contador Público  
T.P. 167682 - T  
(Ver certificación adjunta)

José Hilario Sanabria Caballero  
Revisor Fiscal  
T.P. 34266 - T  
Miembro de KPMG Ltda.  
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2013)

ECOPETROL S. A.

Estados no Consolidados de Actividad Financiera,  
Económica, Social y Ambiental

Año que terminó el 31 de diciembre de 2012

(con cifras comparativas por el año que terminó el 31 de diciembre de 2011)

(Expresados en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad neta por acción que está expresada en pesos colombianos)

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Ingresos por ventas (nota 22):		
Ventas nacionales	\$ 19.991.064	19.403.432
Ventas al exterior	<u>39.533.522</u>	<u>37.088.890</u>
Total ingresos	59.524.586	56.492.322
Costos de ventas (nota 23)	<u>33.817.770</u>	<u>29.787.720</u>
Utilidad bruta	25.706.816	26.704.602
Gastos operacionales (nota 24):		
Administración	630.951	631.891
Comercialización y proyectos	<u>2.219.454</u>	<u>1.720.961</u>
Utilidad operacional	22.856.411	24.351.750
Ingresos (gastos) no operacionales:		
Gastos financieros, neto (nota 25)	(225.593)	(718.108)
Gastos de jubilados (notas 17 y 26)	(948.455)	(706.298)
Ganancia por inflación (nota 27)	97.197	21.470
Otros gastos (nota 28)	(731.072)	(686.073)
Resultados en sociedades, neto (nota 29)	<u>477.145</u>	<u>552.148</u>
Utilidad antes de impuesto de renta	21.525.633	22.814.889
Impuesto de renta (nota 16)	6.516.062	7.013.256
Impuesto diferido, neto (nota 16)	<u>36.621</u>	<u>353.300</u>
	<u>6.552.683</u>	<u>7.366.556</u>
Utilidad neta del año	\$ <u>14.972.950</u>	<u>15.448.333</u>
Utilidad neta por acción	\$ <u>364,16</u>	<u>379,97</u>

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros no consolidados.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa  
Contador Público  
T.P. 167682 - T  
(Ver certificación adjunta)

José Hilario Sanabria Caballero  
Revisor Fiscal  
T.P. 34266 - T  
Miembro de KPMG Ltda.  
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2013)

ECOPETROL S. A.  
Estados no Consolidados de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas  
Año que terminó el 31 de diciembre de 2012  
(con cifras comparativas por el año que terminó el 31 de diciembre de 2011)  
(Expresados en millones de pesos colombianos, excepto el dividendo por acción que está expresado en pesos colombianos)

	Capital suscrito y pagado	Prima en colocación de acciones	Reserva legal y otras	Patrimonio institucional incorporado	Superávit método de participación	Superávit por valorizaciones	Efecto régimen contabilidad pública	Utilidades acumuladas	Total patrimonio
Saldo al 31 de diciembre de 2010	\$ 10.118.128	4.720.508	6.732.737	157.352	2.158.663	9.996.866	(702.475)	8.346.097	41.527.876
Distribución de dividendos (\$145 por cada acción)	-	-	-	-	-	-	-	(5.868.514)	(5.868.514)
Capitalización - Emisión y colocación de acciones segunda ronda	161.047	-	-	-	-	-	-	-	161.047
Capital suscrito por cobrar y prima en colocación	-	2.222.459	-	-	-	-	-	-	2.222.459
Adición prima en colocación de acciones - Ejecución garantías	-	(154.823)	-	-	-	-	-	-	(154.823)
Superávit por valorizaciones	-	-	-	-	-	(516.905)	-	-	(516.905)
Revalorización de propiedad, planta y equipo	-	-	-	-	-	-	6.114	-	6.114
Apropiación de reserva legal	-	-	834.610	-	-	-	-	(834.610)	-
Apropiación reservas para programas de inversión	-	-	1.065.465	-	-	-	-	(1.065.465)	-
Apropiación reservas Decreto reglamentario 2336/95	-	-	96.695	-	-	-	-	(96.695)	-
Apropiación reservas pago dividendos emisión acciones 2011	-	-	449.904	-	-	-	-	(449.904)	-
Utilización reservas para pago de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(30.909)	(30.909)
Adición al patrimonio institucional incorporado	-	-	-	16.728	-	-	-	-	16.728
Ajuste por diferencia en cambio subordinadas del exterior	-	-	-	-	45.005	-	-	-	45.005
Superávit método de participación	-	-	-	-	2.154.627	-	-	-	2.154.627
Utilidad neta del año	-	-	-	-	-	-	-	15.448.333	15.448.333
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2011</b>	<b>10.279.175</b>	<b>6.788.144</b>	<b>9.179.411</b>	<b>174.080</b>	<b>4.358.295</b>	<b>9.479.961</b>	<b>(696.361)</b>	<b>15.448.333</b>	<b>55.011.038</b>
Distribución de dividendos (\$300 por acción)	-	-	-	-	-	-	-	(12.335.009)	(12.335.009)
Prima en colocación de acciones	-	10.391	-	-	-	-	-	-	10.391
Prima en colocación de acciones por cobrar	-	155.712	-	-	-	-	-	-	155.712
Apropiación de reservas no realizadas del grupo empresarial	-	-	2.123.538	-	-	-	-	(2.123.538)	-
Superávit por valorizaciones	-	-	-	-	-	7.197.703	-	-	7.197.703
Revalorización de propiedad, planta y equipo	-	-	-	-	-	-	680.129	-	680.129
Apropiación para reserva legal	-	-	187.958	-	-	-	-	(187.958)	-
Apropiación de reservas para fortalecer la integridad de la infraestructura de transporte	-	-	605.135	-	-	-	-	(605.135)	-
Apropiación reservas Decreto Reglamentario 2336/95	-	-	1.829.362	-	-	-	-	(1.829.362)	-
Liberación reserva utilidades no realizadas de compañías del grupo empresarial de años anteriores	-	-	(1.086.070)	-	-	-	-	1.086.070	-
Liberación reservas pago dividendos emisión acciones 2011	-	-	(449.904)	-	-	-	-	449.904	-
Liberación de reserva Decreto reglamentario 2336/95 año anterior	-	-	(96.695)	-	-	-	-	96.695	-
Ajuste por diferencia en cambio superávit método de participación	-	-	-	-	(940.279)	-	-	-	(940.279)
Superávit en capital - Método de participación	-	-	-	-	505.877	-	-	-	505.877
Utilidad neta del año	-	-	-	-	-	-	-	14.972.950	14.972.950
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2012</b>	<b>\$ 10.279.175</b>	<b>6.954.247</b>	<b>12.292.735</b>	<b>174.080</b>	<b>3.923.893</b>	<b>16.677.664</b>	<b>(16.232)</b>	<b>14.972.950</b>	<b>65.258.512</b>

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros no consolidados.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa  
Contador Público  
T.P. 167682 - T  
(Ver certificación adjunta)

José Hilario Sanabria Caballero  
Revisor Fiscal  
T.P. 34266 - T  
Membro de KPMG Ltda.  
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2013)

ECOPETROL S. A.

Estados no Consolidados de Flujos de Efectivo

Año que terminó el 31 de diciembre de 2012

(con cifras comparativas por el año que terminó el 31 de diciembre de 2011)

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Flujos de efectivo de las actividades de operación:		
Utilidad neta del año	\$ 14.972.950	15.448.333
Movimiento de partidas que no involucran efectivo:		
Impuesto de renta diferido, neto	(36.621)	353.301
Depreciación propiedades, planta y equipo	1.323.631	1.145.400
Amortizaciones:		
Recursos naturales	2.202.663	1.925.638
Abandono de instalaciones	312.252	285.814
Pasivos pensionales por salud y educación	869.491	517.345
Intangibles	291.884	276.644
Cargos diferidos	154.101	111.811
Corrección monetaria diferida, neto	(97.197)	(21.470)
Provisiones:		
Cuentas por cobrar	69.337	32.417
Inventarios	-	2.393
Propiedades, planta y equipo	310.071	35.450
Litigios y procesos judiciales	580.750	455.533
Conmutación pensional	-	241.624
Recuperación provisiones:		
Cuentas por cobrar	(225)	(365)
Inventarios	(6.467)	-
Propiedades, planta y equipo	(121.864)	(39.821)
Costos de abandono	(11.269)	(105.722)
Pasivo pensional	(241.624)	-
Litigios y procesos judiciales	(258.784)	(229.345)
Otras	(25.922)	(241.312)
Baja en propiedades, planta y equipo	127	-
Pérdida en retiro de propiedades, planta y equipo	-	418
Pérdida en baja en recursos naturales y del medio ambiente	34.191	-
Pérdida en baja de otros activos	-	300
(Utilidad) método de participación	(477.145)	(552.148)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:		
Deudores	(519.046)	(2.071.923)
Inventarios	(334.681)	(563.619)
Diferidos y otros activos	525.302	(1.579.232)
Cuentas por pagar	1.875.943	(133.719)
Impuestos por pagar	(886.367)	5.401.192
Obligaciones laborales y pensionales	34.197	(97.256)
Pasivos estimados y provisiones	(6.079)	85.944
Otros pasivos a largo plazo	(432.917)	(93.439)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	<u>20.100.682</u>	<u>20.590.186</u>
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:		
Pago y avances por adquisición de compañías, neto del efectivo adquirido	-	(868.954)
Aumento de inversiones	(15.281.566)	(11.685.030)
Redención y venta de inversiones	13.728.774	8.614.979
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(4.221.959)	(3.566.030)
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(4.686.842)	(6.109.240)
Efectivo neto usado en actividades de inversión	<u>(10.461.593)</u>	<u>(13.614.275)</u>

2

ECOPETROL S. A.

Estados no Consolidados de Flujos de Efectivo - Continuación

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Flujo de efectivo en actividades de financiación:		
Obligaciones financieras	(489.540)	(440.939)
Capitalizaciones	-	2.228.683
Dividendos, neto	<u>(8.386.790)</u>	<u>(5.858.386)</u>
Efectivo neto usado en actividades de financiación	<u>(8.876.330)</u>	<u>(4.070.642)</u>
Aumento neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	762.759	2.905.269
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	<u>4.497.352</u>	<u>1.592.083</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	<u>\$ 5.260.111</u>	<u>4.497.352</u>

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros no consolidados.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa  
Contador Público  
T.P. 167682 - T  
(Ver certificación adjunta)

José Hilario Sanabria Caballero  
Revisor Fiscal  
T.P. 34266 - T  
Miembro de KPMG Ltda.  
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2013)

## ECOPETROL S.A.

### Notas a los Estados Financieros no Consolidados

al 31 de diciembre de 2012

(con cifras comparativas al 31 de diciembre de 2011)

(Cifras expresadas en millones de pesos. Se exceptúan los valores en otras monedas, tasas de cambio y la utilidad por acción que está expresada en pesos colombianos)

#### **(1) Ente Económico y Principales Políticas y Prácticas Contables**

##### **Entidad Reportante**

Ecopetrol S. A. (en adelante Ecopetrol o la Empresa) fue constituida mediante la Ley 165 de 1948, transformada mediante el Decreto Extraordinario 1760 de 2003 (adicionado por el Decreto 409 de 2006) y la Ley 1118 de 2006 a una sociedad pública por acciones y luego a una sociedad de economía mixta de carácter comercial, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con un período indefinido de duración. Tiene como objeto social el desarrollo, en Colombia o en el exterior, de actividades comerciales o industriales correspondientes o relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos, y de operaciones subsidiarias, conexas o complementarias de dichas actividades, de acuerdo con la regulación que resulte aplicable. El domicilio principal es Bogotá D.C., permitiéndosele establecer filiales, subsidiarias, sucursales y agencias en Colombia o en el exterior.

Mediante el Decreto de Transformación 1760 de 2003, la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, y la administración de los activos no estratégicos representados en acciones y participaciones en sociedades, fueron escindidos de Ecopetrol, modificándose su estructura básica y creándose dos entidades: a) la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) creada para desarrollar en lo sucesivo la política petrolera de Colombia (anteriormente responsabilidad de Ecopetrol), y b) la Sociedad Promotora de Energía de Colombia S. A., que recibió activos no estratégicos de propiedad de Ecopetrol.

La Ley 1118 del 27 de diciembre de 2006 modificó la naturaleza jurídica de Ecopetrol, y autorizó a la Empresa a emitir acciones para ser colocadas en el mercado y adquiridas por personas naturales o jurídicas. Una vez emitidas y colocadas las acciones correspondientes al 10,1% del capital autorizado, a finales de 2007, la Sociedad se convirtió en una Sociedad de Economía Mixta de carácter comercial, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

Ecopetrol suscribió un contrato de depósito con JP Morgan Chase Bank, N.A., en que este actúa como banco depositario para la emisión de ADS representados por ADR. Cada ADS representa 20 acciones ordinarias de Ecopetrol o el derecho a recibir 20 acciones ordinarias de Ecopetrol.

El 12 de septiembre de 2008, Ecopetrol presentó ante la Securities and Exchange Commission o SEC, la solicitud para inscribir la Empresa y para registrar y listar los ADS, representados por ADR, en la Bolsa de Nueva York o NYSE. Los ADS de la Empresa se negocian en la NYSE bajo el símbolo "EC" desde el 18 de septiembre de 2008.

El 3 de diciembre de 2009, la Comisión Nacional Supervisora de Empresas y Valores del Perú CONASEV, se pronunció a favor del listado de los ADR de Ecopetrol S. A. en la Bolsa de Valores de Lima e inscribió dichos valores en el Registro Público del Mercado de Valores, por lo que dichos valores se empezaron a negociar a partir del 4 de diciembre del mismo año en el mercado peruano bajo el nemotécnico EC.

El 13 de agosto de 2010, Ecopetrol inició la transacción de sus ADR en la Bolsa de Valores de Toronto – Canadá. De esta manera, Ecopetrol se convirtió en la primera empresa colombiana en listarse en esa Bolsa.

Entre el 27 de julio y el 17 de agosto de 2011, Ecopetrol llevó a cabo la segunda ronda del programa de emisión y colocación de acciones autorizada por la Ley 1118 de 2006. Como resultado de este proceso fueron adjudicadas 644.185.868 acciones ordinarias con un precio de suscripción de \$3.700 por acción, por un monto total de \$2.383.488. Las acciones fueron inscritas en el Registro Nacional de Valores y Emisores, en cumplimiento con lo dispuesto en el Decreto 2555 de 2010. Como resultado de este proceso de emisión y colocación, la nueva participación accionaria del Gobierno Nacional en Ecopetrol es del 88.49%.

La Empresa desarrolla operaciones de exploración y producción mediante Contratos de Exploración y Producción (E&P), Contrato de Evaluación Técnica (TEA) y Convenios firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos ( en adelante ANH), así como a través de Contratos de Asociación y otros tipos de contrato, en sus diferentes modalidades, la situación al cierre de diciembre de 2012, es así:

<u>Modalidad</u>	<u>N° Contratos</u>
<b>Exploración</b>	
Contratos E&P-ANH	47
Convenios E&P-ANH	6
TEA - ANH	5
Contratos de Asociación	3
<b>Producción</b>	
Asociación	51
Campos descubiertos no desarrollados	16
Producción incremental	5
Participación de riesgo	3
Participación de riesgo compartido	1
Colaboración empresarial	1
Alianza tecnológica	1
Servicios y colaboración técnica	1
Servicios de producción con riesgo	1
Acuerdo de participación	1
<b>Total</b>	<b>142</b>

### **Principales Políticas y Prácticas Contables**

La Contaduría General de la Nación (CGN) en septiembre de 2007 adoptó el Régimen de Contabilidad Pública (RCP), estableció su conformación y definió el ámbito de aplicación. En virtud de la comunicación número 20079-101345 de la CGN del 28 de septiembre de 2007, el RCP comenzó a aplicar para Ecopetrol el 1 de enero del año 2008.

#### **(a) Bases de Presentación**

La preparación de los estados financieros contables no consolidados se elaboró de acuerdo con normas y principios de contabilidad de entidades públicas colombianas emitidos por la Contaduría General de la Nación (CGN) y otras disposiciones legales. Estos principios pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otras normas y organismos de control y los conceptos sobre asuntos específicos emitidos por la CGN prevalecen sobre otras normas.

Para el reconocimiento contable de los hechos financieros, económicos, ambientales y sociales se aplicó el principio de causación.

En concordancia con las normas de inspección, vigilancia y/o control sobre Ecopetrol, se estableció la estructura para definir el tratamiento contable de

operaciones no contempladas por la CGN, el cual es el siguiente: i) Inspección, vigilancia y control principal y permanente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, ii) Control residual: Superintendencia de Sociedades, y iii) Control concurrente: Superintendencia Financiera, sobre las actividades de la Empresa en su calidad de emisor del mercado de valores. Las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) se usan para definir las diferencias normativas y los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos (US GAAP) son aplicados en las operaciones relacionadas con petróleo crudo y gas natural.

Los estados financieros no consolidados básicos definidos por la CGN son: el Balance General, el Estado de Actividad Financiera, Económica, Social y Ambiental, el Estado de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas y el Estado de Flujos de Efectivo. Las notas a los estados financieros no consolidados básicos forman parte integral de los mismos.

Los estados financieros adjuntos no consolidan activos, pasivos, patrimonio ni resultados de las sociedades subordinadas. Las inversiones registradas en esas compañías son reconocidas por el método de participación. Los estados financieros no consolidados anuales se presentan a la Asamblea General de Accionistas y son base para la distribución de dividendos y otras apropiaciones; sin embargo, de conformidad con los requerimientos legales, la Compañía está obligada a presentar, adicionalmente, los estados financieros consolidados a la Asamblea General de Accionistas para su aprobación anualmente.

**(b) Criterio de Importancia Relativa**

Un hecho económico es material cuando, debido a su naturaleza y cuantía, las circunstancias que lo rodean, su conocimiento o desconocimiento puede alterar significativamente las decisiones económicas de los usuarios de la información financiera.

De conformidad con lo establecido en el RCP, la información revelada en los estados financieros, informes y reportes contables debe contener los asuntos importantes de la entidad contable pública, de tal manera que se ajuste significativamente a la verdad y, por tanto, sea relevante y confiable para tomar decisiones o hacer las evaluaciones que se requieran, de acuerdo con los objetivos de la información contable. La materialidad depende de la naturaleza de los hechos o la magnitud de las partidas, revelados o no revelados.

Los estados financieros no consolidados desglosan los rubros según lo establecido en las normas legales y aquellos que representan el 5% o más del activo total, del activo corriente, del pasivo total, del pasivo corriente, del capital de trabajo, del patrimonio y de los ingresos, según el caso. Además, se describen importes inferiores cuando pueden contribuir a una mejor interpretación de la información financiera.

**(c) Uso de Estimaciones**

La preparación de estados financieros no consolidados requiere que la Administración de la Empresa haga estimaciones y presunciones que podrían afectar los importes registrados de los activos, pasivos, los resultados y las notas adjuntas. Estas estimaciones son realizadas conforme a criterios técnicos, juicio y premisas, atendiendo las normas y disposiciones legales vigentes. Los resultados actuales pueden diferir de dichos estimados.

**(d) Transacciones en Moneda Extranjera**

Las transacciones en moneda extranjera se registran a las tasas de cambio aplicables en la fecha de su ocurrencia, de acuerdo con las normas legales

vigentes. Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de mercado al cierre de cada período.

La diferencia en cambio resultante del ajuste de los activos se registra en resultados; la de los pasivos se aplica al activo relacionado, hasta que el activo se encuentre en condiciones de utilización o venta, posteriormente, el ajuste se registra en resultados.

De acuerdo con el Decreto 4918 de 26 de diciembre de 2007 del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, la diferencia en cambio originada en inversiones de renta variable en subordinadas del exterior, se registra como mayor o menor valor del patrimonio; cuando las inversiones sean efectivamente realizadas este valor afecta los resultados del ejercicio.

La Empresa, en el desarrollo de sus actividades de la industria petrolera, puede manejar divisas, siempre y cuando cumpla con lo establecido en el régimen cambiario.

Para la conversión de los estados financieros de las subordinadas donde se tiene moneda origen diferente al peso colombiano, se realizó la correspondiente conversión, pasando la moneda origen a dólar americano y luego a pesos colombianos. Para la conversión de saldos de activos y pasivos se utilizó la TRM del día 31 de diciembre de 2012, para la conversión de cifras de resultados se utilizaron las TRM promedio mes y para las cifras de capital se utilizaron las tasas históricas.

**(e) Contratos de Operación Conjunta**

Los contratos de Operación Conjunta son suscritos entre Ecopetrol y terceros, con el fin de compartir el riesgo, conseguir capital, maximizar eficiencia operativa y optimizar la recuperación de reservas. En estas operaciones conjuntas, una parte es designada como operador y cada parte toma la propiedad de hidrocarburos (crudo o gas) producidos de acuerdo con su participación en la producción. Cuando Ecopetrol actúa como socio no operador, registra los activos, pasivos, ingresos, costos y gastos con base en el reporte de los operadores. Cuando Ecopetrol opera directamente los contratos de asociación, registra al 100% activos, pasivos, ingresos, costos y gastos, reconociendo mensualmente la distribución según el porcentaje de participación de cada socio de los rubros de: activos, pasivos, gastos, costos e ingresos al asociado.

**(f) Equivalentes de Efectivo**

Los equivalentes de efectivo están representados por las inversiones negociables con vencimiento dentro de los noventa (90) días siguientes a su adquisición y se registran como inversiones de administración de liquidez.

El efectivo de las operaciones asociadas reconocidas por la Empresa en calidad de socio operador corresponde a los anticipos entregados por los socios, de acuerdo con el porcentaje de participación acordado contractualmente, y son manejados en una cuenta bancaria de uso exclusivo de la operación conjunta.

**(g) Instrumentos Financieros Derivados**

La Empresa ejecuta acuerdos de coberturas para protegerse de las fluctuaciones de los precios de crudos, productos y de las tasas de cambio. La diferencia entre el valor negociado y el valor de mercado, generado por las operaciones de cobertura, son reconocidos como gasto o ingreso financiero en el estado de actividad financiera, económica, social y ambiental. Ecopetrol no utiliza estos instrumentos financieros con propósitos especulativos.

## (h) Inversiones

Las inversiones se clasifican en: i) Inversiones de administración de liquidez, ii) Inversiones con fines de política, y iii) Inversiones patrimoniales.

- i. Las inversiones de administración de liquidez corresponden a recursos colocados en títulos de deuda y títulos participativos, con el propósito de obtener utilidades por las fluctuaciones de precio a corto plazo. Su reconocimiento inicial es por el costo histórico y se actualizan con base en metodologías de valoración expedidas por la Superintendencia Financiera de Colombia.
- ii. Las inversiones con fines de política están constituidas por títulos de deuda de entidades nacionales o del exterior, adquiridos en cumplimiento de políticas macroeconómicas o de políticas internas de la Entidad, las cuales comprenden las inversiones mantenidas hasta el vencimiento y las disponibles para la venta, entendidas estas últimas como las que se mantienen como mínimo durante (1) un año, contado a partir del primer día en que fueron clasificadas por primera vez, o en que fueron reclasificadas.

Las inversiones mantenidas hasta el vencimiento se actualizan con base en la Tasa Interna de Retorno (TIR) prevista en las metodologías adoptadas por la Superintendencia Financiera de Colombia y las inversiones con fines de política macroeconómica y las disponibles para la venta deben actualizarse con base en metodologías adoptadas por la Superintendencia Financiera de Colombia para inversiones negociables.

- iii. Las inversiones patrimoniales se clasifican en entidades controladas y no controladas. Las inversiones patrimoniales en entidades controladas se reconocen a su costo de adquisición, siempre que este sea menor que el valor intrínseco; en caso contrario, se reconocen por el valor intrínseco y la diferencia entre el precio de compra y el valor intrínseco corresponde a Crédito Mercantil.

Su actualización se realiza por el método de participación, tal como se establece en la Resolución 145 de 2008, emitida por la CGN.

Las inversiones en entidades en las cuales Ecopetrol y/o sus subordinadas ejercen influencia importante se registran bajo el método de participación patrimonial.

Se define influencia importante como la facultad que tiene la entidad, con independencia de que el porcentaje de participación en el capital social sea igual o inferior al 50%, de intervenir en la definición y orientación de las políticas financieras y operativas de otra entidad, con el fin de obtener beneficios de la misma entidad.

La influencia importante se puede manifestar en uno o más de los siguientes asuntos:

- Representación en la Junta Directiva u órgano rector equivalente a la entidad asociada.
- Participación en los procesos de formulación de políticas.
- Transacciones importantes entre el inversionista y la entidad asociada.
- Intercambio de personal directivo, o
- Suministro de información técnica esencial.

Para las subsidiarias en el exterior, el método de participación debe aplicarse en la moneda legal colombiana, previa conversión de los estados financieros en moneda extranjera. Para la conversión de los estados financieros de las subordinadas donde se tiene moneda origen diferente al peso colombiano, se realizó la correspondiente conversión, pasando la moneda origen a dólar americano y luego a pesos

colombianos. Para la conversión de saldos de activos y pasivos se utilizó la TRM del día 31 de diciembre de 2012, para la conversión de cifras de resultados se utilizaron las TRM promedio mes y para las cifras de capital se utilizaron las tasas históricas.

Las inversiones patrimoniales en entidades no controladas (no estratégicas ver nota 4) no estratégicas comprenden títulos participativos de baja o mínima bursatilidad o sin ninguna cotización que no les permite ningún tipo de control o ejercer influencia importante y deben reconocerse por el costo histórico; su actualización surge con la comparación periódica del costo de la inversión frente a su valor intrínseco o su cotización en bolsa.

**(i) Cuentas, Documentos por Cobrar y Provisión para Cuentas de Dificil Cobro**

Los valores adeudados a la Empresa se reconocen por su importe original o por el valor aceptado por el deudor, el cual es susceptible de actualización periódica, de conformidad con las disposiciones legales vigentes, o con los términos contractuales pactados.

La provisión de cartera se revisa y actualiza periódicamente, de conformidad con el grado de antigüedad de los saldos y la evaluación de recuperación de las cuentas individuales. La Empresa adelanta las gestiones administrativas y legales necesarias para recuperar las cuentas por cobrar vencidas, así como el recaudo de intereses de los clientes que no cumplen con las políticas de pago.

Sólo procede el castigo del valor de las cuentas o documentos por cobrar contra la provisión, cuando se tenga razonable certeza jurídica o material de la pérdida total o parcial del derecho incorporado o representado.

**(j) Entes relacionados**

Los activos, pasivos y transacciones con compañías pertenecientes al Grupo Empresarial Ecopetrol, se presentan como Entes Relacionados.

**(k) Inventarios**

Los inventarios incluyen bienes extraídos, en proceso, transformados y adquiridos a cualquier título para ser vendidos, destinados para la transformación y consumidos en el proceso de producción, o como parte de la prestación de servicios. Ecopetrol utiliza el sistema de inventario permanente.

Los inventarios se registran al costo histórico o al costo de compra, los cuales incluyen los cargos directos e indirectos que se incurren en preparar el inventario para dejarlo en condiciones de utilización o venta.

La valuación de los inventarios se mide bajo el método de promedio ponderado, considerando los siguientes parámetros:

- Inventarios de petróleo de producción propia, al costo promedio de producción.
- Las compras de crudo, considerando los costos de adquisición, incluido el transporte y los costos de entrega incurridos.
- El inventario de productos terminados, considerando los costos de producción total.
- El inventario de productos en proceso, considerando los costos de producción.
- El inventario de materia prima, al costo promedio ponderado.

Los materiales y suministros de operaciones conjuntas son controlados por el operador y reportados en una cuenta conjunta al costo de adquisición (registrados en la moneda de origen a costos promedio). Los consumos de inventarios son imputados a la operación conjunta como costo, gasto o inversión, según corresponda.

Adicionalmente, se valoran al menor entre el valor de mercado y el costo promedio, y costo real incurrido para los inventarios en tránsito. Al cierre del período se calculan provisiones para reconocer deterioro, obsolescencia, excesos, lento movimiento o pérdida del valor de mercado.

**(l) Propiedades, Plantas y Equipo y Depreciación**

Las propiedades, plantas y equipo se registran a su costo histórico ajustado por inflación hasta 2001. El costo incluye gastos financieros y la diferencia en cambio por adquisición en moneda extranjera hasta la puesta en servicio del activo, y los ingresos financieros de la porción de las obligaciones financieras adquiridas para financiar proyectos de inversión, pendiente de ser utilizada. Cuando se vende o retira un activo, el costo ajustado y la depreciación acumulada son cancelados y la pérdida o ganancia es reconocida en los resultados del año.

La depreciación se calcula sobre el total del costo de adquisición, por el método de línea recta, con base en la vida útil de los activos, lo cual se revisa periódicamente. Las tasas anuales de depreciación utilizadas son:

	%
Edificaciones y ductos	5
Plantas y equipos	10
Equipo de transporte	20
Equipo de cómputo	33.3

Los desembolsos para el mantenimiento y las reparaciones son reconocidos en los gastos y los desembolsos significativos que mejoran la eficiencia o prolongan la vida útil se capitalizan como mayor valor del activo.

El valor de las propiedades, planta y equipo es objeto de actualización periódica mediante la comparación del costo neto en libros con el valor determinado mediante avalúos técnicos. Cuando el valor del avalúo técnico del activo es mayor a su costo neto en libros, la diferencia se registra como valorizaciones de activos con crédito a la cuenta de superávit por valorizaciones en el patrimonio; en caso contrario, se registra como provisión por desvalorizaciones con cargo a resultados.

Cuando termina un contrato de asociación, Ecopetrol recibe a título gratuito, las propiedades, planta y equipo y los materiales. Esta transacción no afecta los resultados de la Compañía. Los resultados del avalúo técnico de propiedades, planta y equipo se reconocen como valorizaciones en las cuentas de activo y patrimonio respectivas.

**(m) Recursos Naturales y del Medio Ambiente**

La Empresa emplea el método de esfuerzos exitosos para la contabilización de las inversiones en áreas de exploración y producción o desarrollo. Los estudios geológicos y geofísicos se registran al gasto cuando se incurren. Los costos de adquisición y exploración son capitalizados hasta el momento en que se determine si la perforación de exploración resultó exitosa o no; de ser no exitosa, todos los costos incurridos son cargados al gasto. Cuando un proyecto es aprobado para desarrollo, el valor acumulado de los costos de adquisición y exploración se clasifican en la cuenta de inversiones petrolíferas. Los costos capitalizados también incluyen el costo del retiro de activos. Los saldos de los activos y pasivos

correspondientes a los costos de retiro de los activos son actualizados semestralmente. Los equipos de producción y apoyo se contabilizan con base en su costo histórico y hacen parte de las propiedades, plantas y equipos sujetos a depreciación.

Las inversiones petrolíferas se amortizan aplicando el factor de amortización sobre la base de unidades técnicas de producción y las reservas probadas desarrolladas remanentes por campo, sin regalías, estimadas al 31 de diciembre del año inmediatamente anterior. La amortización cargada a resultados se ajusta en el cierre del mes de diciembre recalculando el DD&A (Depletion, Depreciation and Amortization, por sus siglas en inglés), desde el 1 de enero del año corriente con base en el estudio de reservas actualizado al fin del año corriente.

Al igual que las propiedades, plantas y equipos, cuando termina un contrato de asociación, Ecopetrol recibe a título gratuito las inversiones petrolíferas amortizables, propiedad de la compañía asociada.

Ecopetrol S.A. tiene establecido un proceso corporativo de reservas, a cargo del Grupo de Control de Reservas que reporta directamente a la Vicepresidencia Corporativa de Finanzas. Las reservas son auditadas por consultores externos reconocidos internacionalmente y aprobadas por el Comité de Reservas de la Empresa. Las reservas probadas se refieren a las cantidades estimadas de petróleo crudo y gas natural demostradas por los datos geológicos y de ingeniería que poseen un nivel de recuperación razonable durante los años siguientes frente a las reservas conocidas, bajo las condiciones económicas y de operación vigentes, esto es, con la aplicación de los precios y costos de la fecha en que se hacen los estimados.

La Empresa ha aplicado la metodología aprobada por la SEC (Securities Exchange Commission) para la estimación de reservas.

Desde que Ecopetrol se convirtió en emisor en la Bolsa de Valores de Colombia (BVC) y en la Bolsa de Nueva York (NYSE), la Empresa ha aplicado la metodología aprobada por la SEC (Securities Exchange Commission) para la estimación de reservas. Bajo esta metodología el precio de referencia es el promedio aritmético del precio de crudo del WTI de los últimos doce (12) meses.

Cuando se determina que un pozo ubicado en una zona de exploración no posee reservas probadas se clasifica como un pozo seco o no comercial y los costos acumulados del mismo son llevados al gasto en el mismo año en que esto se determina.

La estimación de reservas de hidrocarburos está sujeta a varias incertidumbres inherentes a la determinación de las reservas probadas, las tasas de recuperación de producción, la oportunidad con que se efectúan las inversiones para desarrollar los yacimientos y el grado de maduración de los campos.

**(n) Cargos Diferidos**

Los cargos diferidos incluyen: i) el impuesto de renta diferido, el cual corresponde al impuesto de renta originado en las diferencias temporales entre la base para determinar la utilidad comercial y la renta líquida gravable de cada período; ii) el impuesto al patrimonio, el cual se amortiza hasta el año 2014; iii) las inversiones realizadas en desarrollo de contratos de colaboración que se amortizan con base en las unidades técnicas de producción.

**(ñ) Otros Activos**

Incluye el crédito mercantil, que corresponde a la diferencia entre el valor de compra de las inversiones patrimoniales en entidades controladas o bajo control conjunto y

su valor intrínseco, el cual refleja los beneficios económicos que se esperan tener de la inversión, originados en buen nombre, personal especializado, reputación de crédito privilegiado, prestigio por vender mejores productos y servicios, localización favorable y expectativas de nuevos negocios, entre otros.

El crédito mercantil es amortizado con base en el método de línea recta durante el plazo en que se espera recuperar la inversión, que está entre 10 y 18 años. Al cierre de cada período contable, Ecopetrol debe evaluar el crédito mercantil a efectos de verificar si las condiciones de generación de beneficios económicos futuros se mantienen; en caso contrario, debe proceder al retiro de este activo. Si el valor en libros de la inversión patrimonial más el valor en libros del crédito mercantil que incluye su costo histórico conjugado con todos los ajustes de precio y las amortizaciones es superior al valor de mercado, por la diferencia se procede al retiro de este activo en el respectivo período, con cargo a resultados, revelando las razones que fundamentaron tal decisión.

Los activos intangibles por software, licencias y patentes se reconocen por su costo de adquisición, desarrollo o producción. Los intangibles se amortizan por el método de línea recta durante los períodos en los cuales se espera percibir los beneficios de los costos y gastos incurridos o la duración del amparo legal o contractual de los derechos otorgados.

**(o) Valorizaciones**

a. Inversiones

Las valorizaciones corresponden a las diferencias entre el valor neto en libros y su valor intrínseco o su precio de cotización en la Bolsa de Valores.

b. Propiedades, planta y equipo

Las valorizaciones y el superávit por valorizaciones de propiedades, planta y equipo, corresponden a la diferencia entre el costo neto en libros y el valor de mercado para los bienes raíces o el Valor Actual en Uso (VAU) para planta y equipo, determinado por peritos inscritos en la lonja de propiedad raíz o por personal técnico idóneo, según el caso.

La metodología utilizada para el avalúo de planta y equipo es el Valor Actual en Uso (VAU), para negocios en marcha, para la valoración económica de los bienes, considerando las condiciones actuales de instalación y su vida útil en condiciones de producción y generación de ingresos.

No es obligatoria la actualización de los bienes muebles, cuyo costo histórico, individualmente considerado, sea inferior a 35 salarios mínimos mensuales legales vigentes, ni las propiedades, planta y equipo ubicadas en zona de alto riesgo.

**(p) Obligaciones Financieras**

Las operaciones de crédito público corresponden a los actos o contratos que, de conformidad con las disposiciones legales sobre crédito público, tienen por objeto dotar a la Empresa de recursos, bienes y servicios, con plazo para su pago, tales como empréstitos, emisiones y colocación de bonos y títulos de deuda pública, y crédito de proveedores.

Tratándose de préstamos, las operaciones de crédito público deben reconocerse por el valor desembolsado; los bonos y títulos colocados se reconocen por su valor nominal. Los costos de emisión son llevados directamente al gasto.

**(q) Impuesto sobre la Renta**

El gasto por impuesto de renta corriente, se determina con base en la renta fiscal.

El efecto de las diferencias temporales que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, se contabiliza como impuesto diferido activo o pasivo, según corresponda, siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán.

**(r) Obligaciones Laborales y Pensionales**

El régimen salarial y prestacional para el personal de Ecopetrol se rige por la Convención Colectiva de Trabajo, el Acuerdo 01 de 1977 y, en su defecto, por el Código Sustantivo de Trabajo. Además de las prestaciones legales, los empleados de Ecopetrol tienen derecho a los beneficios adicionales convenidos, los cuales dependen tanto del lugar, clase de trabajo, tiempo de servicio, como del salario básico. Se reconocen intereses al 12% anual sobre los montos acumulados por cesantías a favor de cada trabajador y se prevé el pago de indemnizaciones cuando se presenten circunstancias especiales que den lugar a la terminación del contrato, sin justa causa, y en períodos diferentes al de prueba.

El cálculo actuarial incluye empleados activos, según se describe en los párrafos siguientes, con contrato a término indefinido, jubilados y herederos, para los conceptos de pensiones, salud y educación; igualmente, incluye los bonos pensionales para los empleados temporales, empleados activos y jubilaciones voluntarias. Las obligaciones por salud y educación no hacen parte de los pasivos pensionales, estos forman parte de las obligaciones prestacionales.

Todas las prestaciones sociales de empleados ingresados con anterioridad a 1990 son responsabilidad de Ecopetrol sin intervención de organismo o institución de seguridad social. El costo de los servicios de salud del empleado y de sus familiares inscritos a cargo de la Empresa se determina mediante la tabla de morbilidad, preparada con base en los hechos acaecidos durante el año. Igualmente, se considera la experiencia de Ecopetrol para el cálculo de los auxilios educacionales, en función del costo promedio anual de cada uno de los negocios, subdivididos, de acuerdo con la clase de estudios: preescolar, primaria, bachillerato y universidad.

Para los trabajadores que ingresaron a partir de la vigencia de la Ley 50 de 1990, la Empresa hace aportes periódicos para cesantías, pensiones y riesgos profesionales a los respectivos fondos que asumen en su totalidad estas obligaciones. Igualmente, la Ley 797 del 29 de enero de 2003 determinó que a los trabajadores de Ecopetrol que ingresaron a partir de esa fecha se les aplicará lo dispuesto en el Régimen General de Pensiones.

Por virtud del Acto Legislativo 01 de 2005, sancionado por el Congreso de la República, el 31 de julio de 2010, expiraron en Colombia los regímenes de pensiones exceptuados del Sistema General de Seguridad; de acuerdo con lo allí establecido, el pronunciamiento jurídico del Ministerio de la Protección Social sobre la materia y el análisis de los asesores laborales de Ecopetrol, se concluyó que quienes antes del 1° de agosto de 2010 cumplieron los requisitos de edad y tiempo de servicio, continuo o discontinuo, exigidos por la ley, la Convención Colectiva de Trabajo vigente y/o el Acuerdo 01 de 1977, consolidaron su derecho a la pensión; mientras que los demás trabajadores que no quedaron cubiertos ingresan obligatoriamente al Sistema General de Pensiones y será la administradora de pensiones (Colpensiones, Fondo Privado de Pensiones o el que corresponda) escogida por el trabajador, la encargada de reconocer y pagar la respectiva pensión.

Siguiendo lo establecido en el Decreto 941 de 2002, una vez aprobado el cálculo actuarial por parte del Ministerio de Hacienda en octubre de 2008 y aprobado el mecanismo por parte del Ministerio de Protección Social, mediante acto administrativo del 29 de diciembre de 2008, la Empresa conmutó parcialmente el valor correspondiente a mesadas de su pasivo pensional, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional (PAP). Los fondos trasladados, al igual que sus rendimientos, no pueden cambiar su destinación ni ser reintegrados a la Empresa hasta que se hayan cumplido todas las obligaciones pensionales.

La obligación conmutada cubre el pago de las mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación permanece dentro del pasivo laboral a cargo de Ecopetrol.

Al final de cada vigencia, Ecopetrol S.A. debe revisar el valor reportado por los patrimonios autónomos frente al valor de la obligación pensional actualizada con base en el último Estudio Actuarial, en caso de que los recursos de los patrimonios no sean suficientes para cubrir el 100% de la obligación la empresa debe constituir una provisión por la diferencia, la cual debe ser fondeada, cuando la contingencia se materialice. Ecopetrol S.A. continúa siendo responsable patrimonialmente por el pago del pasivo pensional.

Mediante la Resolución 1555 del 30 de julio 2010, la Superintendencia Financiera reemplazó las Tablas de Mortalidad utilizadas en la elaboración de los cálculos actuariales y estableció que el efecto del cambio en las mismas podría reconocerse en forma gradual. Posteriormente, el Decreto 4565 del 7 de diciembre de 2010, modificó las normas contables sobre amortización del cálculo actuarial vigentes hasta esa fecha. Conforme al nuevo decreto, las compañías que al 31 de diciembre de 2009 tenían amortizado el 100% de su cálculo actuarial, podrán amortizar de manera gradual el incremento en el cálculo actuarial de 2010 utilizando las nuevas Tablas de Mortalidad, hasta el año 2029.

Teniendo en cuenta lo anterior, durante el año 2010, Ecopetrol modificó su política contable de amortización del cálculo actuarial de mesadas pensionales, cuotas partes y bonos pensionales (pasivo conmutado) y de salud; y adoptó un plazo de 5 años a partir de 2010 para amortizar el incremento en el cálculo actuarial de 2010. Hasta el 2009, el incremento del año en el cálculo actuarial se registraba como gasto del período porque el cálculo actuarial estaba amortizado al 100%.

Mediante Resolución 717 de diciembre de 2012, se modifica el Manual de Procedimiento del Régimen de Contabilidad Pública en lo que corresponde al Procedimiento contable para el reconocimiento y revelación del pasivo pensional, de la reserva financiera que lo sustenta y de los gastos relacionados en los numerales 5 y 44. Con respecto al numeral 5, y teniendo en cuenta lo señalado en el párrafo anterior, se concluye que este numeral no tiene repercusión alguna para lo que ya viene realizando la empresa dentro de su plan de amortización.

Con respecto al numeral 44 simplemente es para dar a conocer que los Fondos de Reservas, son fondos comunes y que adicionalmente también entran a ser administrados por Colpensiones. Esto no tiene mayor alcance para Ecopetrol S.A.

El cálculo actuarial incluye empleados activos con contrato a término indefinido, jubilados y herederos, para los conceptos de pensiones, salud y educación; igualmente, incluye los bonos pensionales para los empleados temporales, empleados activos y jubilaciones voluntarias. Es importante tener en cuenta que salud y educación no hacen parte de los pasivos pensionales, estos forman parte de las obligaciones prestacionales.

(s) **Anticipos Recibidos de Ecogas para Atender Obligaciones BOMT (Construcción, Operación, Mantenimiento y Transferencia)**

Derivado de la venta de Ecogas por parte del Gobierno Nacional y siguiendo instrucciones específicas de la Contaduría General de la Nación, la Empresa registró como ingreso diferido el valor presente neto del esquema de pagos futuros, en relación con la deuda de Ecopetrol con los contratistas BOMT. Dichos pasivos vencen en 2017, año en que culminan los pagos a las obligaciones con los contratistas.

**(t) Compras de Hidrocarburos**

La Empresa compra hidrocarburos que la ANH recibe de toda la producción en Colombia, a precios establecidos según la sección cuarta de la Ley 756 de 2002 y la Resolución 18-1709 de 2003 del Ministerio de Minas y Energía, considerando los precios internacionales de referencia.

Adicionalmente, compra hidrocarburos tanto a socios como a otros productores en Colombia y en el exterior, con el objeto de cubrir las necesidades y planes operativos de la Empresa.

**(u) Reconocimiento de Ingresos**

Los ingresos por las ventas de petróleo crudo y gas, se reconocen en el momento de la transferencia de dominio al comprador, contados sus riesgos y beneficios. En el caso de productos refinados y petroquímicos, los ingresos se reconocen cuando los productos son despachados por la refinería; posteriormente, son ajustados de acuerdo con los volúmenes efectivamente entregados. Los ingresos por servicios de transporte se reconocen cuando los productos son transportados y entregados al comprador conforme con los términos de la venta. En los demás casos, los ingresos se reconocen en el momento en que se han devengado y nace el derecho cierto, probable y cuantificable de exigir su pago.

En virtud de la normatividad vigente, Ecopetrol vende a precio regulado y el Gobierno Nacional reconoce a la Empresa el monto del subsidio de la gasolina motor corriente y ACPM, otorgado al consumidor local, el cual se genera por la sumatoria de las diferencias, para cada día del mes, entre el ingreso regulado al productor y el precio diario equivalente al referenciado al mercado del golfo de los Estados Unidos de América, calculado según su origen, y multiplicado por los volúmenes vendidos diariamente. La Resolución 182439 y el Decreto 4839 de diciembre de 2008 establecen el procedimiento de reconocimiento de subsidios en el caso de que éstos sean negativos (valor negativo entre el precio de paridad y el precio regulado).

En marzo de 2010, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 180522, la cual deroga las disposiciones que le sean contrarias a las Resoluciones 181496 de septiembre de 2008, 182439 del 30 de diciembre de 2008 y 180219 del 13 de febrero de 2009 y modifica las fórmulas de cálculo de los precios de referencia internacional de la gasolina motor y el ACPM.

En el año 2012 se expide la Resolución 91658, el cual modifica la Resolución 180522 en relación con el procedimiento de subsidio para refinadores e importadores de gasolina motor corriente y ACPM.

**(v) Costos de Ventas y Gastos**

Los costos son reconocidos por su valor histórico tanto para los bienes adquiridos para la venta como para los costos de producción acumulados de los bienes producidos y los servicios prestados. Los costos son revelados acorde con la operación que lo genera.

Los gastos corresponden a montos requeridos para el desarrollo de la actividad ordinaria e incluyen los originados por situaciones de carácter extraordinario. Los

gastos son revelados de acuerdo con su naturaleza y la ocurrencia de eventos extraordinarios.

Los costos y gastos se reconocen al recibo de los bienes o servicios o cuando existe la certeza de la ocurrencia del hecho económico. Los faltantes y las pérdidas de combustible debido a hurtos y explosiones se registran como gastos no operacionales.

**(w) Abandono de Campos**

La Empresa reconoce un pasivo estimado por obligaciones ambientales futuras y su contrapartida es un mayor valor de los activos de recursos naturales y del medio ambiente. La estimación incluye los costos de taponamiento y abandono de pozos, desmonte de facilidades y recuperación ambiental de áreas y pozos. Su amortización se imputa a los costos de producción, para lo cual se utiliza el método de unidades técnicas de producción, sobre la base de las reservas probadas desarrolladas remanentes. Los cambios resultantes de nuevas estimaciones del pasivo por abandono y restauración ambiental, son llevados al activo correspondiente.

Dependiendo de la extensión de ciertos contratos de asociación, los costos de abandono de campos son asumidos por los asociados en los mismos porcentajes de participación establecidos en cada contrato. Ecopetrol no ha asignado fondos para cubrir tales obligaciones con la excepción de los contratos de asociación de Casanare, Orocué, Garceró, Estero, Corocora, Monas, Guajira, Tisquirama, Cravo Norte; sin embargo, en la medida en que se generen actividades relacionadas con el abandono de campos, estas serán cubiertas por la Empresa.

**(x) Contabilización de Contingencias**

A la fecha de emisión de los estados financieros no consolidados pueden existir condiciones que resulten en pérdidas para la Empresa, pero que solo se conocerán si en el futuro, determinadas circunstancias se presentan. Dichas situaciones son evaluadas por la Administración, la Vicepresidencia Jurídica y los asesores legales en cuanto a su naturaleza, la probabilidad de que se materialicen y los importes involucrados, para decidir sobre los cambios a los montos provisionados y/o revelados. Este análisis incluye los procesos legales vigentes contra la Empresa.

La metodología aplicada para evaluar los procesos jurídicos y cualquier obligación contingente se fundamenta en el sistema de créditos de la Nación empleada por el Ministerio del Interior y de Justicia.

Se registra provisión para procesos judiciales cuando exista sentencia condenatoria de primera instancia o que el resultado de la valoración de riesgo corresponda a "Probable Perder".

**(y) Cuentas de Orden**

Las cuentas de orden deudoras y acreedoras representan la estimación de los hechos o circunstancias que pueden afectar la situación financiera, económica, social y ambiental de la Empresa. Así mismo, revelan el valor de los bienes, derechos y obligaciones que requieren ser controlados e incluyen, adicionalmente, las diferencias entre la información contable y la utilizada para propósitos tributarios.

**(z) Utilidad Neta por Acción**

La utilidad neta por acción se calcula con base en la utilidad neta del año, dividida entre el número de acciones suscritas en circulación.

La Compañía no tiene planes de incentivos a sus empleados representados en acciones.

**(aa) Convergencia a Normas Internacionales de Contabilidad**

De acuerdo con la Ley 1314 de 2009 y los Decretos Reglamentarios 2706 y 2784 de 2012, la Empresa está obligada a iniciar el proceso de convergencia de las normas de contabilidad e información financiera aplicadas en Colombia con los estándares internacionales. Para este propósito, el Consejo Técnico de la Contaduría Pública, a través del Direccionamiento Estratégico, clasificó a las compañías por grupos; la Empresa pertenece al Grupo 1, cuyo período de transición comienza el 1 de enero de 2014 y la emisión de los primeros estados financieros bajo normas internacionales de información financiera en el año 2015.

La compañía debe presentar a la Superintendencia Financiera, a más tardar el 28 de febrero del año 2013, el plan de implementación a las normas internacionales de información financiera.

**(2) Activos y Pasivos Nominados en Moneda Extranjera**

Las operaciones y saldos en moneda extranjera se convierten a la tasa de cambio representativa del mercado certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia.

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, los estados financieros no consolidados adjuntos incluyen los siguientes activos y pasivos denominados en moneda extranjera (que se convierten a pesos colombianos a las tasas de cambio de cierre, \$1.768,23 y \$1.942.7 por US\$1,0 respectivamente).

	<u>Diciembre 2012</u>		<u>Diciembre 2011</u>	
	<u>Miles de dólares</u>	<u>Millones de pesos equivalentes</u>	<u>Miles de dólares</u>	<u>Millones de pesos equivalentes</u>
Activos				
Efectivo y Equivalentes de efectivo	411.089	726.901	491.591	955.015
Inversiones	7.697.377	13.610.733	7.277.716	14.138.420
Cuentas y documentos por cobrar	1.309.458	2.315.424	2.085.279	4.051.072
Anticipos, avances y depósitos	73.214	129.459	41.595	80.806
Otros Activos	7.832	13.849	-	-
	<u>9.498.971</u>	<u>16.796.366</u>	<u>9.896.182</u>	<u>19.225.312</u>
Pasivos				
Obligaciones Financieras	1.549.880	2.740.545	1.549.880	3.010.952
Pasivos estimados y provisiones	14.720	26.029	14.646	28.453
Cuentas por pagar y vinculados	1.437.214	2.541.324	986.693	1.916.848
Otros Pasivos	278.634	492.689	348.293	676.628
	<u>3.280.448</u>	<u>5.800.587</u>	<u>2.899.511</u>	<u>5.632.881</u>
Posición neta activa	<u>6.218.523</u>	<u>10.995.779</u>	<u>6.996.670</u>	<u>13.592.432</u>

**(3) Efectivo y Equivalentes de Efectivo**

El siguiente es un detalle del efectivo y equivalentes de efectivo:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Bancos y corporaciones (1)	\$ 3.811.588	3.277.507
Fondos especiales (2)	1.269.705	1.025.144

Fondos de inversión (3)	178.353	194.309
Caja	465	392
	<b>\$ 5.260.111</b>	<b>4.497.352</b>

(1) Incluye anticipos entregados por los socios para uso exclusivo en la operación conjunta por \$75.207 (2011 - \$52.533) y recursos propios de Ecopetrol por \$3.736.382 (2011 \$3.224.974).

(2) Corresponde a los ahorros en fondos especiales en pesos por \$556.756 (2011 - \$2.073) y moneda extranjera \$708.007 (2011 - \$942.962) e inversiones en operaciones overnight por \$4.942 (2011 - \$80.109).

(3) El saldo incluye recursos recibidos de una subordinada para administrar su portafolio.

#### (4) Inversiones

El siguiente es un detalle de las inversiones:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Corriente		
Renta fija:		
Depósitos a término	\$ 156.287	191.204
Bonos y títulos de entidades privadas o del exterior	654.635	337.535
Bonos emitidos por el Gobierno Colombiano	17.219	398.958
Fondo destinación específica - Contingencias Legales (1)	30.297	141.917
Títulos de tesorería – TES	508.576	-
Instrumentos financieros de cobertura	-	14
<b>Total corriente</b>	<b>\$ 1.367.014</b>	<b>1.069.628</b>
No corriente:		
Renta Variable - Acciones (2)	13.951.033	12.915.733
Renta fija:		
Bonos y títulos de entidades del exterior	2.071.957	3.303.859
Bonos emitidos por el Gobierno Colombiano	998.105	859.631
Títulos de tesorería - TES	1.236.166	-
Fondo destinación específica - Contingencias Legales (1)	393.916	273.805
	4.700.144	4.437.295
<b>Total no corriente</b>	<b>\$ 18.651.177</b>	<b>17.353.028</b>

(1) Corresponde a recursos restringidos conformados por inversiones de renta fija constituidas atendiendo las sentencias judiciales relacionadas con el proceso de Derecho Comuneris – Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo de Cusiana, correspondiente al embargo y secuestro de los pagos que por concepto de regalías debía efectuar Ecopetrol originados en los Contratos de Regalías Nos. 15, 15A, 16 y 16A, declarados nulos de oficio por el Consejo de Estado en sentencia de 13 de septiembre de 1999.

(2) El siguiente es un detalle de las inversiones de renta variable representadas en acciones al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Sociedades:		
Controladas	\$ 12.934.793	11.950.070
Influencia Importante	792.232	741.738
No estratégicas	224.008	223.925
<b>Total</b>	<b>\$ 13.951.033</b>	<b>12.915.733</b>

Inversiones controladas reconocidas por el método de participación patrimonial al 31 de diciembre de 2012:

<u>Participación Accionaria</u>	<u>Número de acciones y/o cuotas</u>	<u>Porcentaje participación</u>	<u>Fecha de valoración</u>	<u>Costo histórico</u>	<u>Valor en libros</u>	<u>Efecto método de participación</u>
<b>Controladas</b>						
Hocol Petroleum Limited	12.000	100,00	Diciembre	\$ 1.020.378	2.666.842	1.646.464
CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.	45.583.982	100,00	Diciembre	2.279.159	2.277.210	(1.949)
Ecopetrol Pipeline International Limited	40.439.547	100,00	Diciembre	870.169	1.935.506	1.065.337
Andean Chemicals Limited	645.707.273	100,00	Diciembre	2.114.835	1.779.392	(335.443)
Sociedad Refinería de Cartagena S. A.	980.000	49,00	Diciembre	239.273	1.180.151	940.878
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	70.151.927	100,00	Diciembre	2.653.352	1.152.787	(1.500.565)
Equion Energía Limited	114.836.072	51,00	Diciembre	436.053	1.062.339	626.286
Polipropileno del Caribe S. A.	206.910.325	49,90	Diciembre	259.699	359.170	99.471
Ecopetrol Capital AG	1.151.000	100,00	Diciembre	227.487	266.806	39.319
Black Gold Re Limited	120.000	100,00	Diciembre	184.079	254.583	70.504
Ecopetrol Global Capital	3.100	100,00	Diciembre	8	7	(1)
<b>Total</b>				<b>\$ 10.284.492</b>	<b>12.934.793</b>	<b>2.650.301</b>

Inversiones controladas reconocidas por el método de participación patrimonial al 31 de diciembre de 2011:

<u>Participación Accionaria</u>	<u>Número de acciones y/o cuotas</u>	<u>Porcentaje participación</u>	<u>Fecha de valoración</u>	<u>Costo histórico</u>	<u>Valor en libros</u>	<u>Efecto método de participación</u>
<b>Controladas</b>						
Hocol Petroleum Limited	12.000	100,00	Diciembre	\$ 1.020.378	2.278.582	1.258.204
Andean Chemicals Limited	645.707.273	100,00	Diciembre	1.592.063	1.829.730	237.667
Sociedad Refinería de Cartagena S. A.	980.000	49,00	Diciembre	239.273	1.254.691	1.015.418
Ecopetrol Transportation Company	146.240.313	100,00	Diciembre	461.809	1.236.657	774.848
Oleoducto Central S. A.	1.820.824	35,29	Diciembre	150.398	1.180.331	1.029.933
Equion Energía Limited	114.836.072	51,00	Diciembre	453.430	1.131.547	678.117
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	1.004.000	100,00	Diciembre	1.306.859	957.103	(349.756)
ODL Finance S. A.	65	65,00	Diciembre	351.331	440.541	89.210
Ecopetrol Transportation Investments	65.257.664	58,82	Diciembre	408.360	412.377	4.017
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	360.739	54,80	Diciembre	401.035	397.081	(3.954)
Polipropileno del Caribe S. A.	206.910.325	49,90	Diciembre	259.699	327.463	67.764
Black Gold Re Limited	120.000	100,00	Diciembre	184.079	251.574	67.495
Oleoducto de Colombia S. A.	15.925	43,85	Diciembre	181.569	199.786	18.217
Ecopetrol del Perú S. A.	114.562.439	100,00	Diciembre	228.260	68.413	(159.847)
Ecopetrol America Inc.	1	0,20	Diciembre	798.255	1.918	(796.337)
Ecopetrol Global Capital	3.100	100,00	Diciembre	122	8	(114)
Ecopetrol Capital AG	1.000	100,00	Diciembre	189	(1.225)	(1.414)
Ecopetrol Oleo é Gás do Brasil Ltda.	427.592.231	99,99	Diciembre	468.424	(16.507)	(484.931)
<b>Total</b>				<b>\$ 8.505.533</b>	<b>11.950.070</b>	<b>3.444.537</b>

Inversiones influencia importante reconocidas por el método de participación patrimonial al 31 de diciembre de 2012:

<u>Participación Accionaria</u>	<u>Número de acciones y/o cuotas</u>	<u>Porcentaje participación</u>	<u>Fecha de valoración</u>	<u>Costo histórico</u>	<u>Valor en libros</u>	<u>Efecto método de participación</u>
<b>Influencia importante</b>						
Offshore International Group	250	50,00	Diciembre	\$ 408.517	532.269	123.751
Invercolsa S. A.	1.213.801.146	43,35	Octubre	61.671	240.555	178.884
Ecodiesel Colombia S. A.	10.500.000.000	50,00	Diciembre	10.500	19.408	8.908
<b>Total</b>				<b>\$ 480.688</b>	<b>792.232</b>	<b>311.543</b>

Inversiones influencia importante reconocidas por el método de participación patrimonial al 31 de diciembre de 2011:

<u>Participación Accionaria</u>	<u>Número de acciones y/o cuotas</u>	<u>Porcentaje participación</u>	<u>Fecha de valoración</u>	<u>Costo histórico</u>	<u>Valor en libros</u>	<u>Efecto método de participación</u>
<b>Influencia importante</b>						
Offshore International Group	250	50,00	Diciembre	\$ 408.517	493.171	84.653
Invercolsa S. A.	1.213.801.146	43,35	Noviembre	61.672	232.757	171.085
Ecodiesel Colombia S. A.	10.500.000.000	50,00	Diciembre	10.500	10.681	181
Serviport S. A.	53.714.116	49,00	Noviembre	2.081	5.129	3.048
<b>Total</b>				<b>\$ 482.770</b>	<b>741.738</b>	<b>258.967</b>

Inversiones reconocidas por el método del costo al 31 de diciembre de 2012:

<u>Participación accionaria</u>	<u>Número de acciones y/o cuotas</u>	<u>Porcentaje participación</u>	<u>Fecha de valoración</u>	<u>Costo</u>	<u>Valor de mercado / intrínseco</u>	<u>Valorización / desvalorización</u>
<b>No estratégicas</b>						
Empresa de Energía de Bogotá	631.098.000	6,87	Diciembre	\$ 154.376	801.494	647.119
Interconexión Eléctrica S.A	58.925.480	5,32	Diciembre	69.549	565.683	496.134
Concentra Inteligencia en Energía S.A.S.	84.000	4,76	Noviembre	84	75	(9)
<b>Total no estratégicas</b>				<b>\$ 224.008</b>	<b>1.367.252</b>	<b>1.143.244</b>

Inversiones reconocidas por el método del costo al 31 de diciembre de 2011:

<u>Participación accionaria</u>	<u>Número de acciones y/o cuotas</u>	<u>Porcentaje participación</u>	<u>Fecha de valoración</u>	<u>Costo</u>	<u>Valor de mercado / intrínseco</u>	<u>Valorización / desvalorización</u>
<b>No estratégicas</b>						
Empresa de Energía de Bogotá	631.098.000	6,87	Diciembre	\$ 154.376	741.540	587.164
Interconexión Eléctrica S.A	58.925.480	5,32	Diciembre	69.549	659.966	590.417
<b>Total no estratégicas</b>				<b>\$ 223.925</b>	<b>1.401.506</b>	<b>1.177.581</b>

Sobre las inversiones que Ecopetrol posee en: Bioenergy S.A., Compounding and Masterbatching Industry Ltda., Serviport S.A., Ecopetrol América INC., Ecopetrol del Perú S.A., Ecopetrol Oleo e Gas do Brasil Ltda, ODL Finance S.A., Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S., Oleoducto Central S.A. y Oleoducto de Colombia S.A., no se aplica método de participación ya que no se tiene participación directa sobre estas Compañías. La participación se tiene a través de otras subordinadas, las cuales son las que aplican el método sobre estas Compañías.

Restricciones sobre las inversiones a largo plazo – Renta variable:

Al 10 de enero de 2013, del proceso jurídico de Invercolsa S.A. se destaca lo siguiente: se encuentran en trámite ante la Corte Suprema de Justicia los recursos de casación interpuestos por AFIB S.A. y FERNANDO LONDOÑO HOYOS contra la sentencia proferida por el Juzgado 28 Civil del Circuito, el 8 de febrero de 2007, que fue confirmada por el Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá - Sala Civil, el 11 de enero de 2011, así las cosas, el 22 de octubre de 2012 venció el traslado para que la recurrente en casación AFIB S.A. sustentara el correspondiente recurso, lo cual se hizo en oportunidad y comenzó a correr el traslado para que el recurrente en casación Fernando Londoño Hoyos sustentara el suyo, lo que también se hizo en término; por lo tanto, el 5 de diciembre de 2012 la Secretaria de la Corte indicó que

cumplidos los traslados a los recurrentes, las demandas correspondientes fueron presentadas en su oportunidad y se encuentran insertas en el expediente, informe que paso al despacho ese mismo día.

Se anota que la sentencia de apelación del 11 de enero de 2011 ordenó: i) anular la compra de las 145 millones de acciones de Invercolsa efectuada por Fernando Londoño Hoyos, ii) inscribir en el libro de accionistas la cancelación de dicha adquisición, incluyendo la prenda a favor de los Bancos del Pacífico Colombia y Panamá; y la dación en pago de las acciones de Arrendadora Financiera Internacional Bolivariana S.A., iii) condenar a Fernando Londoño Hoyos y a AFIB a restituir a Ecopetrol los dividendos recibidos de Invercolsa, junto con las nuevas acciones recibidas por concepto de utilidades y/o revalorizaciones, iv) declarar que Fernando Londoño Hoyos no adquirió ni fue poseedor de buena fe de las 145 millones de acciones de Invercolsa; v) ordenar a Invercolsa ajustar su funcionamiento y la Asamblea a las declaraciones efectuadas en el fallo.

La actividad económica de las entidades en las que Ecopetrol tiene inversiones por método de participación, es la siguiente:

<b><u>Compañía</u></b>	<b><u>Actividad Económica</u></b>
Hocol Petroleum Limited	Exploración y producción de hidrocarburos
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S	Transporte y/o almacenamiento de hidrocarburos, sus derivados, productos y afines, a través de sistemas de transporte y/o almacenamiento propios o de terceros en la República de Colombia o en el exterior.
Ecopetrol Pipelines International Limited (d)	Vehículo de inversión.
Andean Chemicals Limited	Vehículo de inversión.
Sociedad Refinería de Cartagena S. A.	Refinación, comercialización y distribución de hidrocarburos.
Ecopetrol Global Energy Equión Energía Limited	Vehículo de inversión en España Exploración y producción de hidrocarburos.
Polipropileno del Caribe S. A.	Producción y comercialización de resina de polipropileno.
Ecopetrol Capital AG	Financiación, Liquidación de Financiaciones de sociedades de grupos o cualquier tipo de empresa y toda actividad que esté en relación con ella.
Black Gold & Re Ltd.	Reaseguradora de Ecopetrol y sus subordinadas.
Ecopetrol Global Capital	Vehículo de inversión.
Oleoducto Central S. A. – Ocesa (a)	Transporte por ductos de petróleo crudo
Invercolsa S. A.	Inversiones en sociedades del sector energético incluyendo actividades propias de la industria y el comercio de hidrocarburos y de la minería.
Oleoducto de Colombia S.A (a)	Transporte por ductos de petróleo crudo

<u>Compañía</u>	<u>Actividad Económica</u>
Serviport S.A. (a)	Servicios para el apoyo de cargue y descargue de naves petroleras, suministro de equipos para el mismo propósito, inspecciones técnicas y mediciones de carga.
Ecodiesel Colombia S. A.	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleoquímicos.
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda. (b)	Exploración y explotación de hidrocarburos.
Ecopetrol América Inc. (b)	Exploración y explotación de hidrocarburos.
Ecopetrol del Perú S. A. (b)	Exploración y explotación de hidrocarburos.
ODL- Finance (a)	Transporte por ductos de petróleo crudo.
Offshore International Group	Exploración, desarrollo, producción y procesamiento de hidrocarburos
Ecopetrol Transportation Company (c)	Vehículo de inversión.
Ecopetrol Transportation Investments (c)	Vehículo de inversión.
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. (a)	Construir y operar un oleoducto para asegurar la exportación de excedentes de producción de petróleo proveniente de la región de los llanos.

(a) Inversión cedida para la constitución de la sociedad Cenit S.A.

(b) Inversión trasladada a Ecopetrol Global Energy S.L.U.

(c) Esta compañía se fusionó con Ecopetrol Pipelines International Limited

(d) Las compañías Ecopetrol Transportation Company y Ecopetrol Transportation Investments fueron fusionadas con esta compañía.

Las filiales (entidades en las que la Empresa posee más del 50% de participación), al 31 de diciembre de 2012 presentan los siguientes saldos:

<u>Compañía</u>	<u>Activos</u>	<u>Pasivos</u>	<u>Patrimonio</u>	<u>Resultados del período</u>
Hocol Petroleum Limited	\$ 2.666.845	3	2.666.842	465.305
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S	2.275.046	1.058	2.273.988	(1.949)
Equion Energía Limited	3.030.858	947.841	2.083.017	719.692
Ecopetrol Pipelines International Limited	1.935.551	45	1.935.506	6.728
Andean Chemicals Limited	1.801.191	21.799	1.779.392	(79.944)
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	1.152.812	25	1.152.787	(372.176)
Ecopetrol Capital AG	1.345.518	1.078.712	266.806	41.823
Black Gold Re Limited	299.579	44.996	254.583	25.575
Ecopetrol Global Capital	\$ 7	-	7	-

Las filiales (entidades en las que la Empresa posee más del 50% de participación), al 31 de diciembre de 2011 presentan los siguientes saldos:

<u>Compañía</u>	<u>Activos</u>	<u>Pasivos</u>	<u>Patrimonio</u>	<u>Resultados del período</u>
Hocol Petroleum Limited	\$ 3.014.227	735.644	2.278.583	629.920
Equion Energía Limited	3.173.242	954.496	2.218.746	426.454
Andean Chemicals Limited	1.852.978	23.248	1.829.730	(109.746)
Ecopetrol Transportation Company	1.236.623	-	1.236.623	5.541
Ecopetrol Global Energy	957.114	11	957.103	(196.479)
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	1.499.815	776.390	723.425	(3.501)
Ecopetrol Transportation Investments	701.151	68	701.083	9.029
ODL Finance S. A.	2.141.360	1.463.605	677.755	82.046
Black Gold Re Ltd	288.870	37.296	251.574	24.350
Ecopetrol del Perú S. A.	73.638	5.226	68.412	(15.914)
Ecopetrol Global Capital	8	-	8	-
Ecopetrol Capital AG	1.870.902	1.872.127	(1.225)	(1.440)
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	\$ 241.331	257.838	(16.507)	(128.537)

#### Vencimiento inversiones de renta fija

El resumen del vencimiento de las inversiones de renta fija no corriente al 31 de diciembre de 2012, se presenta a continuación:

<u>Vencimiento</u>	<u>&gt;1 - 3 Años</u>	<u>3 - 5 Años</u>	<u>&gt; 5 Años</u>	<u>Total</u>
Bonos y otros títulos del exterior \$	1.845.673	226.284	-	2.071.957
Bonos y otros títulos del gobierno	618.488	304.048	75.569	998.105
Títulos de Término - TES	772.747	148.949	314.470	1.236.166
Fondo destinación específica	58.328	63.339	272.249	393.916
	<b>\$ 3.295.236</b>	<b>742.620</b>	<b>662.288</b>	<b>4.700.144</b>

El resumen del vencimiento de las inversiones de renta fija no corriente al 31 de diciembre de 2011, se presenta a continuación:

<u>Vencimiento</u>	<u>1 - 3 Años</u>	<u>3 - 5 Años</u>	<u>&gt; 5 Años</u>	<u>Total</u>
Bonos y otros títulos del exterior \$	3,218,402	85,457	-	3,303,859
Bonos y otros títulos del gobierno	758,306		101,325	859,631
Fondo destinación específica	139,427	15,827	118,551	273,805
	<b>\$ 4,116,135</b>	<b>101,284</b>	<b>219,876</b>	<b>4,437,295</b>

#### Participación de Ecopetrol S.A. en su filial CENIT

En octubre de 2012, Ecopetrol S.A. perfeccionó el aporte del que era titular a favor de Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. ("Cenit). A cambio de dicho aporte Ecopetrol recibió 45.582.982 acciones de Cenit. Este aporte de acciones hace parte de la reorganización empresarial de la línea de negocios de transporte y logística de hidrocarburos que está llevando a cabo la Empresa.

Cenit es una sociedad cuyas acciones son 100% de propiedad de Ecopetrol, constituida de conformidad con las leyes de la República de Colombia mediante documento privado de fecha 15 de junio de 2012, inscrita en la Cámara de Comercio de Bogotá, D.C. el 15 de junio de 2012. En virtud del aporte de las participaciones accionarias Ecopetrol mantendrá el 100% de su participación en Cenit y dicho aporte facilitará a Cenit el desarrollo de su objeto social y atender las crecientes necesidades de la industria petrolera nacional, derivadas del aumento de la producción de hidrocarburos y de las mayores ventas de crudos y refinados, tanto en Colombia como en los mercados internacionales.

**(5) Cuentas y Documentos por Cobrar**

El siguiente es un detalle de las cuentas y documentos por cobrar:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Parte corriente</b>		
<b>Cientes</b>		
Nacionales	\$ 709.601	631.709
Exterior	1.781.791	1.794.590
Entes relacionados (ver Nota 15)	853.642	2.055.355
Diferencial de precios por cobrar al Ministerio de Minas y Energía (1)	1.089.240	483.389
Deudores varios	22.430	215.378
Reintegros y rendimientos de inversiones	52	2.557
Contratos de asociación - operaciones conjuntas	13.002	12.234
Cuentas por cobrar al personal	34.481	42.765
Deudas de difícil cobro	197.484	130.734
Cientes servicios industriales	8.517	19.005
<b>Total</b>	<b>4.710.240</b>	<b>5.387.716</b>
Menos - Provisión para cuentas de dudoso recaudo	(197.484)	(130.734)
<b>Total corriente</b>	<b>\$ 4.512.756</b>	<b>5.256.982</b>
<b>Parte no corriente</b>		
Préstamos a Entes Relacionados (2) (ver Nota 15)	1.109.626	1.651.696
Cavipetrol - préstamos a empleados (3)	339.465	282.947
Diferencial de precios por cobrar al Ministerio de Minas y Energía (1)	77.510	77.510
Cartera de créditos	8.520	5.836
Otros	26.976	16.178
<b>Total no corriente</b>	<b>\$ 1.562.097</b>	<b>2.034.167</b>

El siguiente es el movimiento de la provisión de cuentas por cobrar:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Saldo inicial</b>	<b>\$ 130.734</b>	<b>99.202</b>
Adiciones	69.337	32.417
Recuperación de provisiones	(225)	(365)
Castigo de cartera	-	(770)
Utilizaciones provisiones	(2.362)	250
<b>Saldo</b>	<b>\$ 197.484</b>	<b>130.734</b>

(1) Cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público por concepto del cálculo diferencial de precios de gasolina motor regular y el ACPM, de acuerdo con la Resolución No. 180522 emitida el 29 de marzo de 2010.

(2) En noviembre de 2010 se celebró el contrato de empréstito subordinado No. CE2010-01 entre Ecopetrol S.A. y Refinería de Cartagena S.A. por una financiación máxima de US\$1.000 millones, de los cuales Ecopetrol desembolsó hasta mayo de 2011 la suma de \$1.109.626 correspondientes aproximadamente a US\$588 millones. Para determinar las sumas adeudadas que se deriven del mencionado contrato se tomará como referencia la TRM vigente en la fecha de la Resolución No. 3587 de 2010, expedida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

El 18 de agosto de 2011 se suscribió un otrosí a este contrato mediante el cual se cambió el monto máximo a desembolsar, el cual quedó en US\$600 millones calculados a la tasa representativa del mercado de la fecha de la mencionada resolución.

Una vez extinguidas todas las obligaciones con respecto al Endeudamiento Senior, la amortización de capital será de tres (3) años contados a partir de la fecha de su pago total. No obstante a lo anterior, el plazo máximo es veinte (20) años. Las amortizaciones de capital se realizarán en seis (6) pagos iguales, semestrales y consecutivos.

Se causarán intereses remuneratorios a una tasa igual a la tasa DTF (T.A.) vigente al 31 de diciembre del año inmediatamente anterior al inicio de cada uno de los periodos de pago de las cuotas. Los intereses remuneratorios se convertirán en su equivalente semestre vencido.

- (3) Mediante los contratos Leg 058-80 de 1980 y 4008928 de 2006 se otorgó la administración, manejo y control a Cavipetrol de los préstamos a los empleados de la Empresa. En su calidad de administrador, Cavipetrol custodia en su base de datos y sistema financiero, el detalle por trabajador de dichos préstamos y sus respectivas condiciones.

Los recaudos futuros de las cuentas por cobrar a Cavipetrol a 31 de diciembre de 2012 se estiman de la siguiente manera:

<u>Año</u>	<u>Valor</u>
2013	\$ 31.613
2014	31.613
2015 y siguientes	<u>276.239</u>
	<u><b>\$ 339.465</b></u>

No existen restricciones de importancia para la recuperación de las cuentas y documentos por cobrar.

**(6) Inventarios**

El siguiente es un detalle de los inventarios:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Productos terminados</b>		
Petróleo crudo	\$ 905.778	1.058.100
Combustibles	586.844	566.192
Petroquímicos	29.414	16.261
<b>Productos comprados</b>		
Combustibles	13.607	43.525
Petróleo crudo	256.324	97.963
Petroquímicos	4.749	17.175
<b>Materias primas</b>		
Petróleo crudo	87.246	138.001
<b>Productos en proceso</b>		
Combustibles	493.542	451.726
Petroquímicos	2.610	3.634
<b>Materiales para producción de bienes</b>	11.588	8.424
<b>Materiales en tránsito</b>	4.284	3.982
<b>Total</b>	<b>2.395.986</b>	<b>2.404.983</b>
<u>Menos</u> – Provisión de inventarios	(2.586)	(9.054)
<b>Total</b>	<b>\$ 2.393.400</b>	<b>2.395.929</b>

El movimiento de la provisión de inventarios es:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Saldo inicial</b>	\$ 9.054	6.661
Aumento (disminución) de la provisión	-	2.393
Recuperaciones	(6.468)	-
<b>Saldo final</b>	<b>\$ 2.586</b>	<b>9.054</b>

**(7) Anticipos, Avances y Depósitos**

El siguiente es un detalle de los anticipos, avances y depósitos:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Corto plazo</b>		
Entidades oficiales (1)	\$ 3.999.006	2.199.971
Asociados en operaciones conjuntas (2)	220.748	217.736
Agentes de aduana	1.511	61.716
Anticipos a contratistas	13.797	15.771
Entes relacionados (ver Nota 15)	49.954	63.659
Convenios (3)	18.613	18.911
Anticipo a proveedores y empleados	2.702	2.123
<b>Total corto plazo</b>	<b>4.306.331</b>	<b>2.579.887</b>
	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Largo plazo</b>		
Anticipos, avances y depósitos	163.532	137.853
<b>Total</b>	<b>\$ 4.469.863</b>	<b>2.717.740</b>

- (1) Corresponde a la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales – DIAN, por concepto de anticipo de impuesto de renta año gravable 2012 por \$3.064.425 (2011 - \$1.438.440), autoretenciones y otros por \$934.581 (2011 - \$761.531).

- (2) El siguiente es el detalle de los anticipos, avances y depósitos con asociados en operaciones conjuntas:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Socios de contratos en los que Ecopetrol no es operador</b>		
Meta Petroleum Ltd.	\$ 9.069	45.140
Occidental de Colombia Inc.	17.733	15.012
Emerald Energy PLC Suc Colombia	20.893	6.706
Mansarovar Energy Colombia Ltd.	-	3.386
Petrobras Colombia Limited	11.213	13.406
Otras operaciones	11.484	19.321
Perenco Colombia Limited	2.372	18.944
Chevron Petroleum Company	7.065	4.197
Petrobras Internacional Braspetro B.V.	-	4.866
CEPSA Colombia S. A.	13.118	583
<b>Contratos en los que Ecopetrol es operador:</b>		
Oleoducto Caño Limón	15.985	36.137
Otras operaciones	2.400	9.430
Bloque CPO-9	25.189	2.548
Acuerdo Master TLU-1	11.514	2.468
Acuerdo operación TLU-3	13.477	12.691
Crudos Pesados Bloque CPE-2	15.655	518
La Cira	38.027	17.289
JOA Caño Sur	3.619	3.681
CRC 2004 - 01	1.935	1.413
<b>Total</b>	<b>\$ 220.748</b>	<b>217.736</b>

- (3) Representa los recursos girados a los trabajadores por concepto del anticipo del plan educacional.

**(8) Gastos Pagados por Anticipado**

El siguiente es un detalle de los gastos pagados por anticipado:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Seguros (1)	\$ 70.326	24.007
Otros (2)	164	301
<b>Total</b>	<b>\$ <u>70.490</u></b>	<b><u>24.308</u></b>

(1) Los seguros contratados tienen vigencia hasta mayo de 2013, con un costo de \$168.238 y una amortización a 30 de diciembre de 2012 de \$97.912.

(2) Recursos para la adquisición y mantenimiento de los vehículos asignados a los funcionarios de nivel superior de Ecopetrol mediante leasing, manejados por Cavipetrol, según Contrato No. 5203585.

**(9) Depósitos Entregados en Administración**

Corresponde a fiducias de pensiones y costos de abandono, las cuales estaban constituidas a nombre de Occidental de Colombia y fueron recibidas en la terminación del contrato en la Asociación Cravo Norte – ACN, el cual se hizo efectivo en febrero de 2011. Tanto el fondo de Pensiones como el fondo de abandono están siendo administrados por la Fiduciaria Bancolombia. Al 31 de diciembre presentan la siguiente composición:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Fondo de abandono	\$ 306.651	269.073
Fondo de pensiones	16.920	14.431
Otros	94	-
<b>Total</b>	<b>\$ <u>323.665</u></b>	<b><u>283.504</u></b>

**(10) Propiedades, Planta y Equipo, neto**

El siguiente es un detalle de las propiedades, planta y equipo, neto:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Planta y equipo	\$ 15.086.251	13.691.413
Construcciones en curso (1)	7.397.138	6.825.593
Ductos, redes y líneas	9.583.770	8.047.367
Edificaciones	3.979.249	3.307.836
Equipo en depósito y en tránsito	1.391.884	1.198.305
Equipo de cómputo	352.223	346.797
Equipo de transporte y otros activos	411.919	367.333
Terrenos	513.093	458.372
<b>Total</b>	<b>\$ <u>38.715.527</u></b>	<b><u>34.243.016</u></b>
Depreciación acumulada	\$ (15.394.694)	(14.244.100)
Provisión por desvalorizaciones de propiedades, planta y equipo (2)	(385.356)	(879.062)
<b>Total</b>	<b>\$ <u>22.935.477</u></b>	<b><u>19.119.854</u></b>

(1) Incluye: (i) las inversiones realizadas en proyectos de producción en la operación directa como: Desarrollo Castilla, Chichimene, Apiay, recuperación secundaria Yarigui y Cupiagua. En la operación asociada con los proyectos de desarrollo del

Piedemonte y la Cira Infantas. En refinación los proyectos importantes son la modernización de la Refinería de Barrancabermeja y Plan Maestro de Servicios Industriales. En transporte se encuentran la ampliación de transporte Chichimene-Castilla-Apiay, transporte de gas Cupiagua y Plan Maestro de Integración de Refinería; ii) intereses causados por pagar sobre el crédito sindicado por \$174.221 bonos emitidos en dólares y pesos por \$207.615 y por \$71.766 respectivamente, los cuales fueron destinados a construcciones en curso por \$63.526.

- (2) El siguiente es el detalle del movimiento de la provisión por desvalorizaciones de propiedades, planta y equipo:

		<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
<b>Saldo inicial</b>	<b>\$</b>	<b>879.062</b>	<b>890.607</b>
Adiciones a nuevas provisiones		310.071	35.452
Utilizaciones provisiones		(1.785)	(1.061)
Reversión provisión ejercicios anteriores		-	-
Desvalorización de activos		(680.128)	(6.115)
Recuperaciones		(121.864)	(39.821)
<b>Saldo final diciembre</b>	<b>\$</b>	<b><u>385.356</u></b>	<b><u>879.062</u></b>

Resumen de las propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2012, incluyendo valorizaciones:

<u>Clase de activo</u>	<u>Costo ajustado</u>	<u>Depreciación acumulada</u>	<u>Valorización</u>	<u>Provisiones</u>	<u>Neto más valorización</u>
Planta y equipo	\$ 15.086.251	(9.800.229)	4.997.112	(64.900)	10.218.234
Ductos, redes y líneas	9.583.770	(3.678.944)	5.374.552	(50.533)	11.228.845
Construcciones en curso	7.397.138	-	-	-	7.397.138
Edificaciones	3.979.249	(1.447.411)	2.216.476	(199.720)	4.548.594
Equipos en depósito y en tránsito	1.391.884	-	-	-	1.391.884
Equipo de cómputo	352.223	(234.126)	33.070	(4.462)	146.705
Equipos de transporte y otros activos	411.919	(233.984)	107.321	(55.797)	229.459
Terrenos	513.093	-	2.805.889	(9.944)	3.309.038
<b>Total</b>	<b>\$ <u>38.715.527</u></b>	<b><u>(15.394.694)</u></b>	<b><u>15.534.420</u></b>	<b><u>(385.356)</u></b>	<b><u>38.469.897</u></b>

Resumen de las propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2011:

<u>Clase de activo</u>	<u>Costo ajustado</u>	<u>Depreciación acumulada</u>	<u>Valorización</u>	<u>Provisiones</u>	<u>Neto más valorización</u>
Planta y equipo	\$ 13.691.413	(9.157.064)	4.263.700	(343.979)	8.454.070
Ductos, redes y líneas	8.047.367	(3.362.014)	971.353	(350.232)	5.306.474
Construcciones en curso	6.825.593	-	-	-	6.825.593
Edificaciones	3.307.836	(1.278.761)	1.540.443	(109.246)	3.460.272
Equipos en depósito y en tránsito	1.198.305	-	-	-	1.198.305
Equipo de cómputo	346.797	(244.579)	39.471	(15.420)	126.269
Equipos de transporte y otros activos	367.333	(201.682)	132.973	(60.185)	238.439
Terrenos	458.372	-	1.354.440	-	1.812.812
<b>Total</b>	<b>\$ <u>34.243.016</u></b>	<b><u>(14.244.100)</u></b>	<b><u>8.302.380</u></b>	<b><u>(879.062)</u></b>	<b><u>27.422.234</u></b>

Sobre los activos no existen restricciones ni pignoraciones o entregas en garantía de obligaciones. Los retiros y ventas de propiedad, planta y equipo al 31 de diciembre de 2012 generaron una pérdida de \$127 (pérdida neta \$418 en 2011).

Los avalúos técnicos de activos fijos se realizan cada tres años, de acuerdo con lo establecido en el Régimen de Contabilidad Pública. Al cierre del año 2012 se actualizó el

último estudio técnico de valoración de activos y lo realizó la firma T.F. Auditores & Asesores.

**(11) Recursos Naturales y del Medio Ambiente, neto**

El siguiente es un detalle de los recursos naturales y del medio ambiente, neto:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Inversiones petrolíferas amortizables (1)	\$ 26.295.849	22.334.657
<u>Menos:</u> Amortización acumulada de inversiones petrolíferas	(13.745.560)	(11.553.803)
	<u>12.550.289</u>	<u>10.780.854</u>
Costos de taponamiento y abandono, desmonte de facilidades y recuperación ambiental (2)	3.999.267	3.636.717
<u>Menos:</u> Amortización acumulada de abandono de instalaciones	(2.030.643)	(1.547.057)
	<u>1.968.624</u>	<u>2.089.660</u>
Yacimientos y aforos (3)	701.590	701.590
<u>Menos:</u> Agotamiento acumulado	(632.941)	(622.040)
	<u>68.649</u>	<u>79.550</u>
Exploraciones en curso (4)	1.107.245	803.137
<b>Total</b>	<b>\$ <u>15.694.807</u></b>	<b><u>13.753.201</u></b>

- (1) A 31 de Diciembre de 2012, las capitalizaciones netas de inversiones petrolíferas ascendieron aproximadamente a \$ 3.821.276 representadas principalmente en los campos: Chichimene, Castilla Norte, Rubiales, La Cira, Yarigui-Cantagallo, Casabe, Pauto, Apiay, Matachin Norte, Infantas, Suria, Cusiana, Quifa, Tibu, Guatiquia, Caño Limon.
- (2) Corresponde a los costos de abandono de las áreas de producción, actualizados en los meses de Junio y Diciembre de 2012.
- (3) El aforo de reservas está representado en los yacimientos recibidos de las reversiones de contratos de concesión por \$520.218 y \$181.372, administrados por las Gerencias Sur y Magdalena Medio, respectivamente.
- (4) Se presenta variación por: aumento de la ejecución de Caño Sur, Quifa, Akacias e hidrocarburos no convencionales. Además tuvo incidencia el ajuste en la reversión de los pozos Estratigráficos del bloque Caño Sur.

**(12) Cargos Diferidos**

El siguiente es un detalle de los cargos diferidos:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Impuesto sobre la renta diferido	\$ 1.507.035	1.519.195
Impuesto y sobretasa al patrimonio	952.987	1.429.481
Otros cargos diferidos, neto (1)	866.999	641.681
	<u>\$ 3.327.021</u>	<u>3.590.357</u>

- (1) Incluye las inversiones realizadas en desarrollo del contrato de colaboración empresarial suscrito entre Ecopetrol y Schlumberger, con el fin de obtener una producción incremental en el campo Casabe; dichas inversiones se amortizan con base en las unidades técnicas de producción del campo.

**(13) Otros Activos**

El siguiente es un detalle de los otros activos:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Crédito mercantil (1)	\$ 2.841.618	3.162.862
Intangibles, neto (marcas, licencias, patentes y software)	202.899	198.274
Bienes adquiridos en leasing financiero, neto	105.205	73.140
Otros activos (4)	94.231	72.088
Encargos fiduciarios (2)	71.025	79.028
Fondo Nacional de Regalías (3)	67.815	72.908
Depósitos entregados en administración	19.645	16.863
	<u>\$ 3.402.438</u>	<u>3.675.163</u>

(1) El crédito mercantil está compuesto al 31 de diciembre de 2012 por:

<u>Compañía</u>	<u>Fecha Adquisición</u>	<u>Valor Crédito Mercantil</u>	<u>Valor Amortizado</u>	<u>Pendiente de amortizar</u>	<u>Tiempo de amortización (años)</u>
Propilco S.A.	7/04/2008	\$ 327.986	86.572	241.414	17,8
Andean Chemicals	7/04/2008	357.629	94.400	263.229	17,8
IPL Enterprises	17/03/2009	537.093	137.257	399.836	15
Offshore International	06/02/2009	748.986	186.175	562.811	14
Hocol Petroleum Limited	27/05/2009	748.948	157.334	591.614	16
Equión Energía Limited	24/01/2011	972.409	189.695	782.714	10
<b>Total</b>		<u>\$ 3.693.051</u>	<u>851.433</u>	<u>2.841.618</u>	

(2) Corresponde: i) \$59.989 por aportes y participación en el Fondo Nacional de Hidrocarburos creado para apoyar futuros contratos de inversión, exploración y producción de hidrocarburos en campos menores, proyectos que son administrados por el Fondo de Capital Privado de Hidrocarburos de Colombia, ii) \$1.425 del Fondo Procuraduría, creado para proyectos de beneficio general de los municipios cercanos al campo Cicuco de la operación directa: Cicuco, Mompox y Talaigua Nueva (la función de la fiducia es el giro de los dineros, de acuerdo con el avance de los proyectos, los cuales van a ser ejecutados por los municipios a través de convenios con el Incoder y el Ministerio del Medio Ambiente); y iii) \$9.611 del Fondo Colpet, Córdor y Sagoc para atender eventuales contingencias en la liquidación de estas antiguas filiales.

(3) Corresponde a los depósitos del FAEP a favor de Ecopetrol para atender el remanente del Fondo Nacional de Regalías. Tiene como destino exclusivo el pago de deudas y la financiación de proyectos y programas de desarrollo de los municipios y departamentos productores y no productores de hidrocarburos. Ecopetrol hace desembolsos en la medida en que el Ministerio de Hacienda emite las respectivas aprobaciones.

(4) Incluye, principalmente: i) Fondos restringidos por \$50.359 (\$47.751 en 2011), representados en depósitos judiciales, para atender demandas laborales, civiles y tributarias, y ii) mejoras en propiedad ajena sobre los activos recibidos en concesión de Pozos Colorados y Tumaco por \$44.639 (\$23.740 en 2011).

**(14) Obligaciones Financieras**

El siguiente es un detalle de las obligaciones financieras:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
<b>Corriente</b>		
Préstamos banca nacional (1)	\$ 444.041	444.041
Contratos BOMT's infraestructura (2)	9.478	7.868
Contrato de leasing financiero - inmuebles (3)	844	783
<b>Total Corriente</b>	<b>\$ 454.363</b>	<b>452.692</b>
<b>No corriente</b>		
Crédito externo - Bonos (4)	\$ 2.652.345	2.914.050
Préstamos banca nacional (1)	1.155.650	1.599.690
Operaciones crédito público - Bonos y títulos emitidos (5)	1.000.000	1.000.000
Intereses créditos obtenidos	120.349	138.707
Contratos BOMT - infraestructura (2)	90.525	62.787
Contratos de leasing financiero - inmuebles (3)	2.387	3.229
<b>Total no corriente</b>	<b>\$ 5.021.256</b>	<b>5.718.463</b>

- (1) Corresponde al préstamo sindicado con once bancos nacionales por valor inicial de \$2.220.200, destinados a financiar programas de inversiones de la Empresa. De acuerdo con las condiciones de pago a diciembre de 2012 se ha amortizado capital de \$620.510. Se estima la amortización de capital en el año 2013 por \$444.041. El préstamo fue obtenido con las siguientes condiciones:

Plazo: 7 años, incluyendo 2 años de gracia  
 Pago de intereses: A partir de noviembre de 2009  
 Tasa: DTF + 4% trimestre anticipado  
 Amortización: Semestral

Garantía: Ecopetrol otorgó prenda cerrada de las acciones que posee directa o indirectamente en las siguientes compañías, con un cubrimiento mínimo del 120% del monto del crédito. Las acciones dadas en garantía fueron sustituidas a través del Otrosí No. 1 suscrito entre los bancos y Ecopetrol, el 17 de noviembre de 2011. El valor de las garantías, según el valor intrínseco de las acciones de las compañías a junio de 2012 y convertidos a pesos con la TRM vigente el 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

<u>Empresa</u>	<u>Valor</u>
Hocol Petroleum Limited	\$ 2.456.361
Offshore International Group	439.498
Polipropileno del Caribe S,A,	294.179
<b>Total</b>	<b>\$ 3.190.038</b>

El detalle de los pagos a largo plazo es como sigue:

2014	444.040
2015	444.040
2016	267.570
	<b>\$ 1.155.650</b>

Actualmente, Ecopetrol S.A. no anticipa ninguna situación que pueda representar el no cumplimiento de sus obligaciones en un futuro inmediato.

(2) Corresponde a contrato suscrito el 19 de septiembre de 2008, entre Ecopetrol y la Union Temporal Gas Gibraltar (Montecz S.A., Conequipos ING Ltda., Gasmocan S.A. y Twister BV), cuyo objeto se basa en la financiación, diseño, compra de equipos, suministros, construcción, pruebas, operación y mantenimiento por el lapso de 15 años de las facilidades de superficie para el tratamiento del gas del campo Gibraltar en propiedad de Ecopetrol S.A. por un valor de US\$37 millones.

(3) Corresponde a leasing o arrendamiento financiero, modalidad inmobiliaria, con las siguientes condiciones al 31 de diciembre de 2012:

Tipo de bienes:	Piso 4° y 5° del edificio COLGAS, ubicado en la calle 37 N° 8 – 43 de Bogotá
Plazo del contrato:	60 meses
Número de cánones pendientes:	6
Valor de los cánones pendientes:	\$3.292(*)
Monto de la opción de compra:	\$476
Amortización :	Mensual

(\*) El monto de los cánones semestrales pendientes se estiman con una DTF de 5.29% EA, vigente en la semana del 29 de Octubre al 4 de Noviembre de 2012, última fecha en la cual, según el contrato de leasing, se reajustó el valor del cánón.

(4) El 23 de julio de 2009, la Compañía llevó a cabo una emisión de bonos (notas) de deuda no garantizada y no subordinada, con derecho a registro en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos - SEC con vencimiento en 2019, por US\$1.500 millones. Dicho registro se efectuó el 6 de octubre de 2009. La emisión se realizó bajo la Regla 144A/Regulación S con los derechos de registro ante la SEC.

Las condiciones de la transacción fueron:

Interés del cupón: 7.625%

Prima de aseguramiento sobre los tesoros americanos (Make Whole): 50 pbs. Las fechas de pago de intereses son: 23 de julio y 23 de enero de cada año, empezando el 23 de enero de 2010. Fecha de vencimiento: 23 de julio de 2019.

La Compañía ha cumplido con los diversos compromisos (covenants) entre los cuales se incluyen el pago debido y oportuno de los intereses y el capital; no constituir prendas por parte de Ecopetrol y sus subordinadas, excepto por ciertas prendas autorizadas; realizar una oferta de compra de los bonos en el caso de un evento de recompra por cambio de control, de acuerdo con su definición en los documentos de la emisión.

(5) Mediante la Resolución No. 3150 del 20 de octubre de 2010, Ecopetrol obtuvo autorización del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para emitir, suscribir y colocar bonos de deuda pública interna hasta por la suma de un billón de pesos, para financiar el Plan de Inversiones de Ecopetrol 2010. Posteriormente, mediante la Resolución No. 2176 del 11 de noviembre de 2010, obtuvo autorización de la Superintendencia Financiera de Colombia para inscribir sus bonos de deuda pública interna en el Registro Nacional de Valores y Emisores y para efectuar su oferta pública.

Resultados de la emisión y colocación de los bonos de deuda pública interna:

Monto colocado :	1 billón de pesos
Fecha de emisión:	1 de diciembre de 2010
Amortización:	Al vencimiento
Serie A:	Bonos denominados en pesos con tasa variable IPC

Plazo de redención:	5 años	7 años	10 años	30 años
Tasa:	IPC + 2.80%	IPC + 3.30%	IPC + 3.94%	IPC + 4.90%
Monto (millones) \$	<u>97.100</u>	<u>138.700</u>	<u>479.900</u>	<u>284.300</u>

**(15) Cuentas por Pagar y entes relacionados**

El siguiente es un detalle de las cuentas por pagar y transacciones con entes relacionados:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Dividendos por pagar (1)	\$ 3.919.102	3.424
Proveedores	3.856.184	1.212.664
Entes relacionados (2)	757.081	925.497
Agencia Nacional Hidrocarburos	245.394	775.329
Anticipos asociados	795.990	469.251
Depósitos recibidos de terceros	415.541	718.549
Acreedores varios	291.320	23.637
Retención en la fuente	208.425	220.561
Reembolsos costos exploratorios	33.944	42.797
<b>Total</b>	<b>\$ <u>10.522.981</u></b>	<b><u>4.391.709</u></b>

(1) Se encuentra representado por los dividendos por pagar decretados en la Asamblea General de Accionistas celebrada el 22 de marzo de 2012 por \$12.335.009, menos los pagos realizados en el 2012 por \$8.419.331, dentro del cual se incluyen los dividendos por pagar a accionistas que se encuentran en mora en el pago de las cuotas generadas por la compra de acciones, a quienes se les han suspendido los derechos económicos y políticos, de conformidad con el artículo 397 del Código de Comercio, los cuales les serán restituidos, una vez se encuentren al día en los pagos.

(2) Saldos y transacciones con entes relacionados

Los saldos más representativos al 31 de diciembre de 2012 y 2011, con entes relacionados, en los cuales Ecopetrol posee inversiones o intereses directos, están incluidos en cuentas de deudores, proveedores y cuentas por pagar, así:

	<u>Cuentas por cobrar</u>	<u>Anticipos por cobrar</u>	<u>Cuentas por pagar</u>
<b>Corto Plazo:</b>			
Refinería de Cartagena S. A.	\$ 745.524	-	77.835
Compounding and Masterbatching (COMAI)	8.690		-
Oleoducto de los Llanos Orientales - ODL	2.659		817
Hocol S.A.	19.835	16.901	27.637
Equion Energía Limited	49.989	33.053	5.220
Ocensa S. A.	5.279		605.474
Oleoducto de Colombia S. A.	16.381		20.264
Ecopetrol del Perú S.A.	137		-
Oleoducto Bicentenario de Colombia	4.842		-
Cenit S.A.	51		-
Ecopetrol America Inc.	42		19.834
Black Gold Re Ltd.(*)	1		-
Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil Ltda.	212		-
Total corto plazo:	<u>853.642</u>	<u>49.954</u>	<u>757.081</u>
<b>Largo Plazo:</b>			
Refinería de Cartagena S. A. (largo plazo)	1.109.626	-	-

	<u>1.109.626</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Total largo plazo:			
Saldo a diciembre de 2012	\$ <u>1.963.268</u>	<u>49.954</u>	<u>757.081</u>
	<u>Cuentas por cobrar</u>	<u>Anticipos por cobrar</u>	<u>Cuentas por pagar</u>
<b>Corto Plazo:</b>			
Refinería de Cartagena S. A.	\$ 2.026.997	-	44.482
Compounding and Masterbatching (COMAI)	6.559	-	-
Oleoducto de los Llanos Orientales - ODL	3.648	-	-
Hocol S.A.	692	7.125	29.098
Equion Energía Limited	5.504	8.603	77.513
Ocensa S. A.	2.916	-	578.645
Oleoducto de Colombia S. A.	757	23.662	-
Ecopetrol del Perú S.A.	17	-	-
Oleoducto Bicentenario de Colombia	8.265	24.269	-
Ecopetrol America Inc.	-	-	1.450
Black Gold Re Ltd.(*)	-	-	194.309
Total corto plazo:	<u>2.055.355</u>	<u>63.659</u>	<u>925.497</u>
<b>Largo Plazo:</b>			
Refinería de Cartagena S. A. (largo plazo)	1.109.626	-	-
Ecopetrol Capital AG (largo plazo)	542.070	-	-
Total largo plazo:	<u>1.651.696</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Saldo a diciembre de 2011	\$ <u>3.707.051</u>	<u>63.659</u>	<u>925.497</u>

(\*) Representan recursos recibidos en administración.

Las principales transacciones con entes relacionados durante el año terminado el 31 de diciembre de 2012 y 2011, es como sigue:

	<u>Ventas y servicios</u>	<u>Arrendamientos</u>	<u>Otros</u>
<b>Ingresos:</b>			
Refinería de Cartagena S.A.	\$ 5.290.711	-	57.081
Compounding and Masterbatching (COMAI)	125.888	-	-
Hocol S.A.	16.383	291	5.013
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	31.449	-	74
Ocensa S.A.	29.835	538	-
Oleoducto de Colombia S.A.	8.980	-	-
Equión Energía Limited	25.374	-	1.339
Andean Chemicals Limited	-	-	-
Bioenergy S.A.	499	-	-
Ecopetrol del Perú S. A.	1.151	-	-
Ecopetrol Capital AG	259	-	1.953
Ecopetrol Oleo é Gás do Brasil Ltda.	202	-	-
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.	13.513	-	-
Total a diciembre de 2012	\$ <u>5.544.244</u>	<u>829</u>	<u>65.460</u>
	<u>Ventas y servicios</u>	<u>Arrendamientos</u>	<u>Otros</u>
<b>Ingresos:</b>			
Refinería de Cartagena S.A.	\$ 5.561.100	-	62.228
Compounding and Masterbatching (COMAI)	119.393	-	-
Hocol S.A.	26.036	-	8.909
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	26.053	-	-
Ocensa S.A.	13.791	13.930	-
Oleoducto de Colombia S.A.	6.143	-	-
Equión Energía Limited	17.529	-	69.701
Andean Chemicals Limited	-	-	38.683

Bioenergy S.A.	491	-	-
Ecopetrol Capital AG	516	-	-
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.	7.140	-	-
<b>Total a diciembre de 2011</b>	<b>\$ 5.778.192</b>	<b>13.930</b>	<b>179.521</b>

	<b>Compra de productos</b>	<b>Costo de transporte</b>	<b>Otros</b>
<b>Egresos:</b>			
Refinería de Cartagena S. A.	\$ 587.116	-	1.479
Hocol Petroleum Ltd.	367	15.400	2.872
Equion Energía Limited	19.558	5.627	9.237
Ocensa S. A.	-	523.728	67
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	-	460.515	815
Oleoducto de Colombia S. A.	-	71.857	-
Polipropileno del Caribe S. A.	-	326,00	-
Compounding and Masterbatching (COMAI)	-	-	5.390
Ecopetrol America Inc.	6.862	-	135
<b>Total a diciembre de 2012</b>	<b>\$ 613.903</b>	<b>1.077.453</b>	<b>19.995</b>

	<b>Compra de productos</b>	<b>Costo de transporte</b>	<b>Otros</b>
<b>Egresos:</b>			
Refinería de Cartagena S. A.	\$ 328.173	-	586
Hocol Petroleum Ltd.	3.410	12.369	63.732
Equion Energía Limited	7.160	4.189	703.638
Ocensa S. A.	-	550.825	20.146
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	-	232.493	45.514
Oleoducto de Colombia S. A.	-	37.000	3.099
Andean Chemical	-	-	317
Polipropileno del Caribe S. A.	-	-	120
Compounding and Masterbatching (COMAI)	-	-	5.617
Ecopetrol America Inc.	1.395	-	119.092
<b>Total a diciembre de 2011</b>	<b>\$ 340.138</b>	<b>836.876</b>	<b>961.861</b>

No existen condiciones especiales de precios o por fuera de valores de mercado con Entes Relacionados. Sin embargo, para Ocensa S.A. y Oleoducto de Colombia S.A. existe una tarifa máxima determinada por el Ministerio de Minas y Energía que pueden cobrar ambas compañías por el uso de su sistema. Su operación se basa en el cobro del total de gastos operacionales y administrativos para determinar el costo unitario de transporte. El costo por barril se transfiere a cada accionista que utiliza el sistema en función de los barriles transportados.

Ningún miembro de la Junta Directiva, Representante Legal o Administrador de la Compañía es beneficiario real del 10% o más de las acciones en circulación de Ecopetrol.

En el 2012 se efectuaron operaciones no materiales de compra y/o venta de acciones de Ecopetrol por parte de los siguientes administradores de la Compañía, las cuales fueron debidamente autorizadas y reveladas al mercado oportunamente.

<b>Funcionario</b>	<b>Operación</b>	<b>Acta de Autorización</b>
Presidente de Junta Directiva	Reinversión del valor de los dividendos de sus acciones (\$24.324.300) en la compra de nuevas Acciones.	N° 153, Abril 23, 2012
Presidente de Junta Directiva	Venta de 60,770 Acciones	N° 159, Julio 26, 2012

Suplentes del Presidente	Venta de 14,000 Acciones	N° 164, Octubre 16, 2012
Miembro de la Junta		
Directiva	Compra de 19,007 Acciones	N° 167, Noviembre 16, 2012

**(16) Impuestos, Contribuciones y Tasas por Pagar**

El siguiente es un detalle de los impuestos, contribuciones y tasas por pagar:

<b>Impuesto Corriente:</b>	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Renta y complementarios (1)	\$ 6.560.992	6.994.145
Global y sobretasa a la gasolina (2)	135.266	118.257
A las ventas por pagar	-	(5.251)
Patrimonio	476.494	476.494
Industria y comercio y otros menores	4.689	3.670
	<b>7.177.441</b>	<b>7.587.315</b>
<b>No corriente:</b>		
Impuesto al patrimonio	476.494	952.987
	<b>476.494</b>	<b>952.987</b>
<b>Total impuestos</b>	<b>\$ 7.653.935</b>	<b>8.540.302</b>

(1) Para efectos de presentación, el valor de las retenciones en la fuente practicadas a terceros se muestran en la parte de la nota de cuentas por pagar corto plazo, cuyo efecto para 2011 es de \$220.561.

(2) Estos impuestos se generan por la venta y/o retiro de gasolina corriente, extra y ACPM y la aplicación de las tarifas establecidas por el Ministerio de Minas y Energía. Los fondos recaudados se giran a favor de la Dirección del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y/o los entes territoriales.

Impuesto sobre la renta

El impuesto de renta cargado al gasto, comprende:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Corriente	\$ 6.560.992	6.994.145
De periodos anteriores	28.312	19.110
Diferido Débito	12.161	(78.288)
Diferido Crédito	(48.782)	431.589
<b>Total</b>	<b>\$ 6.552.683</b>	<b>7.366.556</b>

El impuesto diferido activo se calcula sobre el valor de las provisiones contables no aceptadas fiscalmente, las cuales son deducibles en el momento de su utilización y por el valor de los ajustes por inflación de activos originados entre los años 2004 a 2006. El impuesto diferido crédito resulta de: a) El valor de las diferencias en la política de amortización de inversiones petrolíferas, las que contablemente se amortizan por unidades técnicas de producción, mientras que fiscalmente aplica el método de línea recta; b) Por la diferencia en la forma de valoración de inversiones de renta fija que, para efectos contables se valoran por el método de mercado, mientras que fiscalmente se valoran por el método lineal; y c) Por la diferencia en el valor amortizado del crédito mercantil acelerado para efectos fiscales a partir de 2011.

Las declaraciones del impuesto sobre la renta pueden ser revisadas por las autoridades de impuestos dentro de los dos años siguientes a su presentación. A la fecha están abiertos los términos de la declaración del año 2010 ya que para el año 2011, la Empresa se acogió al beneficio de auditoría.

En la actualidad, existen diferencias con la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN por la forma de liquidación y pago de la primera cuota del impuesto de renta del 2004, debido a que, en criterio de la DIAN, se debió incluir en su base el valor de la sobretasa de dichos años. El resultado de este proceso no afectará el flujo de caja de la Compañía por cuanto las sumas en discusión fueron compensadas directamente por la DIAN, de saldos a favor solicitados previamente por otros conceptos.

El saldo del impuesto sobre la renta diferido, activo y pasivo, es el siguiente:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Impuesto diferido activo:</b>		
Saldo inicial	\$ 1.519.196	1.440.908
Movimiento del año	(12.161)	78.288
<b>Saldo final</b>	<b>\$ 1.507.035</b>	<b>1.519.196</b>
<b>Impuesto diferido pasivo:</b>		
Saldo inicial	1.706.394	1.274.805
Movimiento del año	(48.781)	431.589
<b>Saldo final</b>	<b>\$ 1.657.613</b>	<b>1.706.394</b>

La conciliación de la renta líquida fiscal base del impuesto de renta se resume así:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Utilidad contable antes de impuestos	\$ 21.525.633	22.814.889
Ingreso por corrección monetaria	(8.719)	(1.940)
Efecto de los ajustes por inflación fiscales	(493.736)	(459.190)
Costos y gastos no deducibles	995.335	4.256.035
Deducciones especiales y gastos fiscales deducibles	(1.548.657)	(1.116.391)
Ingresos fiscales no contabilizados	244.876	2.195.936
Ingresos no constitutivos de renta ni ganancia ocasional	(252.621)	(2.177.606)
Ingresos no gravados	(1.368.911)	(1.676.925)
Provisiones no deducibles	1.101.555	898.962
Rendimiento Portafolio de inversiones	(111.614)	(3.367.530)
<b>Renta líquida</b>	<b>20.083.141</b>	<b>21.366.240</b>
Renta neta exenta	(201.348)	(171.862)
<b>Renta líquida fiscal</b>	<b>19.881.793</b>	<b>21.194.378</b>
<b>Impuesto sobre la renta líquida</b>	<b>\$ 6.560.992</b>	<b>6.994.145</b>

#### Precios de Transferencia.

A partir del 2004, los contribuyentes del impuesto de renta que hubieren celebrado operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior y/o con residentes en países considerados paraísos fiscales, están obligados a determinar para efectos del impuesto de renta y complementarios sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, y sus activos y pasivos, considerando para estas operaciones los precios y márgenes de utilidad denominados de mercado. Con base en el concepto de los asesores externos de la Compañía, para el año gravable 2012 no se prevén cambios significativos relacionados con el cumplimiento del principio de plena competencia consagrado en el artículo 260-1 del Estatuto Tributario, ni se prevén ajustes en la determinación del gasto por impuesto de renta para dicho año.

#### Impuesto al Patrimonio

Conforme con lo establecido por la Ley 1370 de 2009, el 1 de enero de 2011, por una sola vez debió causarse el valor del impuesto al patrimonio pagadero en ocho cuotas iguales, durante los años 2011, 2012, 2013 y 2014, dentro de los plazos que establezca el Gobierno Nacional.

Con base en lo anterior y, en atención a los decretos de manejo contable, Ecopetrol reconoció el valor del impuesto al patrimonio por pagar y el correspondiente cargo a resultados por el valor proporcional correspondiente a 2011 y 2012. El saldo pendiente por pagar fue registrado como un cargo diferido amortizable durante los años siguientes.

### Reforma Tributaria

El congreso de la República promulgó la Ley 1607 del 26 de diciembre de 2012 que introduce importantes reformas al sistema tributario colombiano, principalmente:

- La tarifa del Impuesto de renta se reduce del 33% al 25% a partir de 2013 y se crea el impuesto de renta para la equidad (CREE), con tarifa del 9% entre 2013 y 2015 y del 8% a partir de 2016; la depuración que se realiza a la base para determinar este impuesto, contiene algunas diferencias con respecto a la que se efectúa para propósitos del impuesto de renta ordinaria.
- Los contribuyentes del impuesto para la equidad no están obligados a pagar los aportes al SENA e ICBF para los empleados que ganen menos de 10 salarios mínimos mensuales; esta exoneración será extensiva para los aportes al régimen contributivo de salud a partir del primero de enero de 2014.
- Se define el concepto de establecimiento permanente, que se entiende como un lugar fijo mediante el cual una empresa extranjera desarrolla negocios en el país.
- Se modifica la forma de calcular las utilidades gravadas y no gravadas para las sociedades que distribuyen utilidades a sus socios o accionistas.
- Se introducen nuevas reglas sobre el régimen de precios de transferencia. Entre otras, se amplía su ámbito de aplicación a las operaciones con vinculados económicos ubicados en zonas francas y se regulan algunas operaciones de los contribuyentes con entidades extranjeras vinculadas a un establecimiento permanente en Colombia y en el exterior.

### (17) Obligaciones Laborales y Pensionales

El siguiente es un detalle de las obligaciones laborales y pensionales:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
<b>Corto plazo</b>		
Vacaciones	\$ 65.773	58.568
Primas, bonificaciones y auxilios	86.638	60.663
Cesantías	44.669	40.707
Salarios y pensiones por pagar	2.729	20.552
Intereses sobre cesantías	5.007	4.260
Otros	2.221	2.211
<b>Total corto plazo</b>	<b>\$ 207.037</b>	<b>186.961</b>
<b>Largo plazo</b>		
Pasivo actuarial de salud y educación (1)	3.992.829	3.109.480
Pensiones de jubilación operaciones conjuntas	71.052	70.789
<b>Total largo plazo</b>	<b>4.063.881</b>	<b>3.180.269</b>
<b>Total</b>	<b>\$ 4.270.918</b>	<b>3.367.230</b>

- (1) Los cálculos actuariales de salud y educación fueron preparados aplicando las Tablas de Mortalidad actualizadas en 2010 y utilizando una tasa de interés técnico del 4.8%. Para estimar el valor de las prestaciones futuras de estos conceptos se utilizó un incremento del 4.755% (inflación del 2012), correspondiente a la tasa promedio de inflación registrada por el DANE durante los últimos tres años anteriores al año de cálculo, más un porcentaje adicional de 1.5%, teniendo en

consideración el crecimiento real de la empresa. Como resultado del cambio en el principio contable de amortización que se presentó en 2010, al 31 de diciembre de 2012 se tiene una porción por amortizar correspondiente al 11%, equivalente a \$454.973.

El pasivo actuarial amortizado de salud se indica a continuación:

<b>Concepto</b>	<b>Diciembre de 2012</b>	<b>Diciembre de 2011</b>
Cálculo actuarial de la obligación de salud	\$ 4.062.323	3.310.894
Menos - Cálculo actuarial pendiente de amortizar	(454.973)	(555.894)
<b>Pasivo actuarial amortizado</b>	<b>\$ 3.607.350</b>	<b>2.755.000</b>

Las variaciones en el pasivo actuarial amortizado se describen a continuación:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Variación</b>
<b>Salud</b>			
Activos	\$ 401.883	229.309	172.574
Jubilados	3.205.467	2.525.691	679.776
<b>Educación</b>			
Activos	37.736	27.996	9.740
Jubilados	347.743	326.484	21.259
<b>Totales</b>	<b>\$ 3.992.829</b>	<b>3.109.480</b>	<b>883.349</b>

#### (18) **Pasivos Estimados y Provisiones**

El siguiente es un detalle de los pasivos estimados y provisiones:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Corto plazo</b>		
Provisión procesos judiciales (1) (ver Nota 30)	\$ 770.922	682.158
Provisión obligaciones pensionales (2)	500	500
Provisión costos abandono, desmonte facilidades y recuperación ambiental (3)	1.358	89.193
Otras provisiones - CP (4)	269.518	130.602
Provisiones para contingencias (5)	92.561	297.193
<b>Total corto plazo</b>	<b>1.134.859</b>	<b>1.199.646</b>
<b>Largo plazo</b>		
Provisión costos abandono, desmonte facilidades y recuperación ambiental (6)	3.802.841	3.566.262
Provisiones comuneros (7)	424.500	418.318
<b>Total largo plazo</b>	<b>4.227.341</b>	<b>3.984.580</b>
<b>Total</b>	<b>\$ 5.362.200</b>	<b>5.184.226</b>

(1) El siguiente es el movimiento de la provisión para procesos judiciales a diciembre 31 de 2012:

	<b>Número de procesos</b>	<b>Valor de las Provisiones</b>
<b>Saldo inicial enero de 2012</b>	812	682.158
Adiciones, nuevas provisiones	309	402.044
Recuperación por traslado y terminación de	(446)	(307.789)

procesos		
Utilizaciones	(2)	(5.491)
<b>Saldo final diciembre de 2012</b>	<b>673</b>	<b>770.922</b>

El siguiente es el movimiento de la provisión para procesos judiciales al cierre de diciembre de 2011:

	<u>Número de procesos</u>	<u>Valor de las Provisiones</u>
<b>Saldo inicial enero de 2011</b>	826	655.073
Adiciones, nuevas provisiones	144	323.917
Recuperación por traslado de procesos	(134)	(226.313)
Utilizaciones	(24)	(70.519)
<b>Saldo final diciembre de 2011</b>	<b>812</b>	<b>682.158</b>

- (2) Corresponde a los aportes en pensiones estimados, pendientes de pago, de las personas que ingresaron a Ecopetrol después del 29 de enero de 2003 (Ley 797 de 2003) y hasta el primer trimestre de 2004, los cuales son cubiertos por el Régimen General de Pensiones.
- (3) Se han presentado disminuciones de aproximadamente \$ 98.966 por efecto de utilizaciones, principalmente en los campos: La Cira, Casabe, Palermo, Cusiana, Galán, Loro, Llanito, Teca-Cocorna, Orito, Palogrande, Colorado, Yarigui-Cantagallo. Igualmente se presenta disminución por reclasificación de \$ 18.737 correspondiente a costos de abandono de pozos secos exploratorios.

Los siguientes son los movimientos de la provisión para costos de abandono, desmonte de facilidades y recuperación ambiental a corto plazo:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
<b>Saldo inicial</b>	\$ 89.193	121.714
Actualización estudios por costo de abandono pozos	(18.737)	18.737
Actualización corto plazo	29.868	(1.932)
Utilizaciones	(98.966)	(49.326)
<b>Saldo final</b>	<b>\$ 1.358</b>	<b>89.193</b>

- (4) Incluye provisiones creadas, con el fin de anticipar los potenciales eventos de la naturaleza y otros que puedan causar afectación a las instalaciones de transporte e impactar las regiones en las que se tiene presencia, de las cuales se utilizaron \$10.832 en 2012. A partir de enero de 2012 se crean tres proyectos de gran escala: Proyecto Dosquebradas, Programa de Integridad y Programa de Contingencias.
- (5) Se encuentra representado por: (i) \$26.029 para posibles reclamaciones de pagos a PDVSA por concepto de la labor de limpieza y descontaminación del lago de Maracaibo en Venezuela y \$66.380 por situaciones con implicaciones ambientales y (ii) \$152 correspondientes a la comisión de éxito para el apoderado en el proceso en contra de Ecopetrol S.A. instaurado por Industrias Crizasa.
- (6) Se genera un aumento por \$ 266.447 debido a la actualización de los estudios de Costos de Abandono realizados en junio y diciembre de 2012.

Los siguientes son los movimientos de la provisión para costos de abandono, desmonte de facilidades y recuperación ambiental a largo plazo:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Saldo inicial</b>	\$ 3.566.262	2.946.356
Adiciones, Actualizaciones	266.447	617.974
Traslados al corto plazo	(29.868)	1.932
<b>Saldo final</b>	<b>\$ 3.802.841</b>	<b>3.566.262</b>

- (7) Comprende la medida cautelar ordenada por el Consejo de Estado en auto de 24 de junio de 1994 en la acción de nulidad del Ministerio de Minas y Energía contra los Comuneros de Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo de Cusiana, correspondiente al embargo y secuestro de los pagos que por concepto de regalías debía efectuar Ecopetrol originados en los Contratos de Regalías Nos. 15, 15A, 16 y 16A, declarados nulos de oficio por el Consejo de Estado en sentencia de 13 de septiembre de 1999, en la que se ordena cancelar la medida cautelar citada y la entrega de las sumas embargadas y secuestradas a la Nación – Ministerio de Minas. Ecopetrol tiene la condición de secuestre. De dicho monto, \$90.752 corresponde al valor inicialmente reconocido por Ecopetrol, junto con la valorización del fondo donde se encuentran los recursos y \$333.748 a los intereses generados. En fallo del 12 de diciembre de 2012, notificado en dicto del 21 de enero de 2013, el Consejo de Estado declaró no prósperos los recursos extraordinarios de súplica interpuestos por los comuneros.

**(19) Otros Pasivos a Largo Plazo**

El siguiente es un detalle de otros pasivos a largo plazo:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Impuesto de renta diferido crédito	\$ 1.657.613	1.706.394
Anticipos recibidos de Ecogas para atender BOMT's	369.517	676.628
Crédito por corrección monetaria diferida	-	136.814
Otros pasivos	76.685	65.678
<b>Total</b>	<b>\$ 2.103.815</b>	<b>2.585.514</b>

**(20) Patrimonio**

Capital suscrito y pagado

El capital autorizado de Ecopetrol es de \$15.000.000 dividido entre 60.000.000.000 de acciones nominativas ordinarias, valor nominal \$250 pesos cada una, de las cuales se han suscrito 41.116.698.456 acciones, representadas en 11.51% en interés no controlante y 88.49%, en accionistas de entidades estatales. El valor de las acciones en reserva asciende a \$4.720.825 conformada por 18.883.301.544 acciones.

Prima en colocación de acciones

Corresponde, principalmente, a: (i) Al exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones en el momento de efectuarse la capitalización en el año 2007 por \$4.700.883, (ii) \$31.225, al valor generado en el proceso de colocación de acciones en el mercado secundario, originado por la ejecución de garantías a los deudores morosos, de conformidad con lo establecido en el artículo 397 del Código de Comercio, y (iii) Al exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones adjudicadas en la segunda ronda, efectuada en septiembre de 2011 por \$2.222.441.

Un detalle de la prima en colocación de acciones es el siguiente:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Prima en colocación de acciones	\$ 6.954.549	6.944.159
Prima en colocación de acciones por cobrar	(302)	(156.015)
<b>Total</b>	<b>\$ 6.954.247</b>	<b>6.788.144</b>

Resumen de Valorizaciones y Superávit por Valorizaciones

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
<b>Propiedades, planta y equipo (i)</b>		
Planta y equipo	\$ 4.997.112	4.263.700
Edificaciones	2.216.476	1.540.443
Terrenos	2.805.889	1.354.440
Ductos y líneas	5.374.552	971.353
Equipos de transporte y Otros activos	107.321	132.973
Equipo de comunicaciones y computación	33.070	39.471
	<b>15.534.420</b>	<b>8.302.380</b>
<b>Inversiones de renta variable</b>		
Inversiones en sociedades de economía mixta	647.119	587.164
Inversiones en sociedades públicas	496.125	590.417
	<b>1.143.244</b>	<b>1.177.581</b>
<b>Total</b>	<b>\$ 16.677.664</b>	<b>9.479.961</b>

- (i) Al 31 de diciembre de 2012, las valorizaciones de propiedades, planta y equipo, presentan incremento de \$7.232.040 por el reconocimiento de la actualización del estudio técnico de valoración de los activos fijos, realizado por la firma TF Auditores, con corte al 31 de diciembre de 2012.

Reservas Patrimoniales

La reserva legal se constituye con el 10% de la utilidad neta y puede ser usada para compensar pérdidas o distribuir en caso de liquidación de la Empresa.

El 22 de marzo de 2012, los resultados del período 2011 fueron puestos a disposición de la Asamblea General de Accionistas, con la cual se determinó aumentar la reserva legal en \$187,958 para un total de \$5.139.587.

Así mismo, se presentaron incrementos en las reservas para programas de inversión por \$2.581.994 y para cumplimiento del Decreto Reglamentario 2336 de 1995 (valoración a precios de mercado) por \$343.372.

Un detalle de las reservas, es el siguiente:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Legal	\$ 5.139.587	4.951.629
Ocasional para programas de inversión	5.323.786	4.131.087
Decreto Reglamentario 2336 de 1995	1.829.362	96.695
<b>Total</b>	<b>\$ 12.292.735</b>	<b>9.179.411</b>

Patrimonio Institucional Incorporado

Corresponde al producto de la comercialidad relacionada, principalmente, con los contratos de asociación Nare, Matambo, Garcero, Corocora, Estero, Caracara, por los pozos Sardinas 6, Remache Norte 3, Abejas 3, Jaguar T5 y T6, Orocué, pozo Guarilaque

7, Campo Rico por los pozos Candalay, Jordán 5, Remache Norte 2 y 5, Abejas 2 y Vigía e, incorporación de la bodega materiales de Cocorná.

Efecto de la Aplicación del Régimen de Contabilidad Pública

Corresponde al traslado de los saldos negativos originados en desvalorizaciones de propiedades, planta y equipo, según lo establecido por el Régimen de Contabilidad Pública, a partir de 2008.

También se revelan en este rubro las responsabilidades pendientes de fallo originadas en procesos de pérdidas de materiales, dando aplicación al procedimiento establecido en la citada norma.

**(21) Cuentas de Orden**

El siguiente es un detalle de las cuentas de orden:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Deudoras</b>		
Derechos de explotación - Decreto 727 de 2007 (1)	\$ 65.885.263	67.496.739
Otros derechos contingentes y cuentas deudoras (2)	25.276.301	17.837.191
Costos y gastos (deducibles y no deducibles)	22.033.048	18.982.172
Patrimonios autónomos pensionales (3)	11.866.064	11.303.177
Títulos valores entregados en custodia y garantía	5.549.724	5.312.765
Ejecución de proyectos de inversión	129.455	751.827
Procesos judiciales	648.581	582.472
<b>Total</b>	<b>131.388.436</b>	<b>122.266.343</b>
<b>Acreedoras</b>		
Procesos judiciales	33.504.773	34.747.938
Bienes recibidos en custodia (4)	27.328.905	28.325.675
Garantías contractuales (5)	14.327.340	7.646.135
Patrimonios autónomos pensionales (7)	11.730.386	11.544.801
Pasivos no fiscales	9.821.795	9.888.544
Otras obligaciones contingentes (6)	3.242.524	2.663.576
Obligaciones Potenciales – pasivos pensionales (7)	809.596	1.222.955
Ingresos no gravados	5.821.444	4.818.819
Contratos de mandato (8)	1.416.574	1.400.596
Bienes y derechos recibidos en garantía (9)	-	-
Fondos de administración - Dec 1939 de 2001 y 2652 de 2002	973.565	973.151
Pagos futuros de BOMT's	108.769	228.941
<b>Total</b>	<b>\$ 109.085.671</b>	<b>103.461.131</b>

- (1) Reservas valoradas al 31 de diciembre de 2012 con base en los volúmenes del estudio de reservas auditado y aplicando el precio promedio determinado por normatividad aprobada por la SEC.

El 7 de marzo de 2007 se emitió el Decreto 727 que reemplazó el Decreto 2625 de 2000 e incluye normas relacionadas con la valoración de reservas y la contabilización de las reservas de hidrocarburos de la Nación en los estados financieros de la Empresa. En adición, el decreto establece registrar el valor de los derechos de exploración o producción de hidrocarburos que posee. Dicho registro

es mantenido en cuentas de orden, de conformidad con la opinión dada por la Contaduría General de la Nación; sin embargo, las cuentas de orden no hacen parte del balance general de la Empresa.

- (2) El saldo corresponde, principalmente, a: (i) saldo de las cuentas de orden fiscales por \$22,590,844 que reflejan las diferencias entre los valores, tanto de patrimonio como de cuentas de resultado, tomados en la declaración de renta de 2011, y los saldos contables. Las diferencias se originan en conceptos, tales como valorizaciones, provisiones que no son aceptadas fiscalmente, la diferencia en el método de amortización de inversiones petrolíferas que contablemente se realiza por unidades de producción y fiscalmente por línea recta, y el efecto del ajuste por inflación generado, entre otros, (ii) Títulos valores en custodia por \$2.253.560, (iii) Otros derechos contingentes, principalmente, por el reconocimiento del derecho por precios altos sobre el contrato de Quifa de \$262.166.
- (3) Refleja el derecho contingente (cuenta deudora) por los recursos entregados al Patrimonio Autónomo Pensional, para el pago del pasivo pensional conmutado, con el fin de controlar la existencia de los recursos líquidos en el patrimonio autónomo. El valor conmutado (transferido) al 31 de diciembre de 2012 que es de \$11.866.064 (en la fecha de conmutación, 31 de diciembre de 2008, \$10.092.528), corresponde al pasivo pensional por mesadas pensionales, cuotas partes y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación queda dentro del pasivo pensional a cargo de Ecopetrol. Los recursos conmutados, así como sus rendimientos, no se pueden cambiar de destinación ni restituirse a la Compañía hasta tanto se cumpla con la totalidad de las obligaciones pensionales.

Un detalle de los patrimonios autónomos pensionales fondos es el siguiente:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Consorcio Ecopensiones 2011	\$ 2.855.165	2.716.510
Porvenir S.A	2.609.500	2.493.719
Consorcio Pensiones Ecopetrol 2011	2.151.960	2.052.000
Unión temporal Skandia-HSBC	2.142.634	2.032.891
Consorcio. Bogotá-Colpatria-Occidente	2.106.805	2.008.057
<b>Total</b>	<b>\$ 11.866.064</b>	<b>11.303.177</b>

- (4) Conformado, principalmente, por el valor de las regalías correspondiente al balance de reservas de Ecopetrol por \$27.222.901, calculado según normatividad aprobada por la SEC. Adicionalmente, este rubro incluye los inventarios de productos vendidos y de materiales pendientes de entrega a los clientes por \$37.203, y bienes recibidos en custodia de concesión: Coveñas, \$41.660; Pozos Colorados, \$21.058; y Tumaco, \$6.083.
- (5) Principalmente, por los contratos pendientes de ejecución celebrados en pesos, dólares y euros, actualizados a la tasa representativa del mercado al 31 de diciembre de 2012 por \$14.327.340; cartas de crédito stand by, las cuales garantizan contratos firmados por Ecopetrol por \$327.705 y cartas documentarias por \$170.
- (6) Incluye, principalmente, la prenda cerrada por \$3.190.038 de las acciones que posee Ecopetrol S.A. directa o indirectamente en Hocol Petroleum Limited, Offshore International Group y Polipropileno del Caribe S.A., con un cubrimiento del 120% del monto del crédito otorgado por la banca nacional (ver nota 14 (1)).
- (7) Conformado por el valor del cálculo actuarial de mesadas, cuotas partes y bonos pensionales al 31 de diciembre de 2012, más el porcentaje de amortización de la reserva de 2010 que se originó por el cambio en el principio contable de amortización. Al cierre de 2012 se tenía una reserva por amortizar del 7%, equivalente a \$809.596.

El saldo del pasivo actuarial amortizado se compone como se indica a continuación:

<b>Concepto</b>	<b>Diciembre de 2012</b>	<b>Diciembre de 2011</b>
Cálculo actuarial de la obligación de mesadas y bonos pensionales	\$ 12.539.982	12.767.756
Menos - Cálculo actuarial pendiente de amortizar	(809.596)	(1.222.955)
<b>Pasivo actuarial amortizado</b>	<b>\$ 11.730.386</b>	<b>11.544.801</b>

El saldo de los patrimonios autónomos pensionales, así como el valor de la reserva actuarial y el valor amortizado del pasivo pensional por mesadas, se incluye en cuentas de orden.

El cálculo actuarial fue preparado utilizando una tasa de interés técnico del 4%. El crecimiento de los salarios, pensiones en dinero y pensiones en especie fue calculado utilizando la tasa promedio de inflación, calculada por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística DANE, durante los últimos tres años anteriores al año del cálculo.

A 31 de diciembre de 2012, el número de personas cobijadas en el cálculo actuarial de pensiones era de 13.210, en el cálculo actuarial de salud y educación 19.528 y por bonos pensionales 13.907.

- (8) Incluye el valor de los activos recibidos en custodia de la Refinería de Cartagena S.A. para el cumplimiento de las obligaciones contraídas, en virtud del contrato de mandato suscrito entre la Empresa y dicha sociedad para la operación de la refinería, así: inventarios de productos \$429.108 (2011 - \$362.251), inventario de materiales \$30.269 (2011 - 34.253) y propiedades, planta y equipo por \$957.197 (2011 - \$1.004.092).

## **(22) Ingresos por Ventas**

El siguiente es un detalle de los ingresos:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Ventas nacionales</b>		
Destilados medios	\$ 9.127.182	7.997.563
Gasolinas	4.949.470	4.515.032
Servicios	1.649.824	1.483.320
Gas Natural	941.237	1.065.071
Otros productos	1.302.264	1.184.088
G.L.P. y propano	452.627	684.519
Asfaltos	369.768	402.923
Crudos (1)	592.841	245.345
	<b>19.385.213</b>	<b>17.577.861</b>
Reconocimiento diferencial precios (2)	605.851	1.825.571
	<b>19.991.064</b>	<b>19.403.432</b>
<b>Ventas al exterior</b>		
Crudos (1)	35.328.716	32.887.277
Combustóleo	3.129.472	3.336.055
Gas Natural (1)	604.816	552.164
Gasolinas y turbocombustible	299.717	182.116
Propileno	125.888	119.393
Otros productos	37.968	262
Diesel	6.945	11.623
	<b>39.533.522</b>	<b>37.088.890</b>
<b>Total ingresos</b>	<b>\$ 59.524.586</b>	<b>56.492.322</b>

- (1) Desde el año 2010, las ventas de crudo y gas natural a la Refinería de Cartagena y Propileno a Comai se vienen registrando como ventas al exterior por originarse en zona franca. Se han registrado en el año 2012 ventas de Crudo por \$5.051.746, Gas Natural por \$108.131, GLP y Propano por \$6.893 y Propileno por \$125.888.
- (2) Corresponde a la aplicación del Decreto 4839 de diciembre de 2008 que definió el procedimiento para el diferencial de precios (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, que puede ser positivo o negativo).

**(23) Costo de Ventas**

El siguiente es un detalle del costo de ventas:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Costos Variables:</b>		
Compras de hidrocarburos - ANH (1)	\$ 8.452.336	8.048.981
Productos importados (2)	6.863.138	6.265.906
Compras de crudo asociación y concesión	4.374.225	3.984.332
Amortización y agotamiento	2.586.940	2.262.560
Servicios transporte de hidrocarburos	2.015.050	1.652.461
Compras de otros productos y gas	894.243	664.096
Energía Eléctrica	193.492	160.507
Materiales de proceso	245.866	234.199
Inventario inicial menos final	(243.984)	(522.162)
Ajustes volumétricos y otras asignaciones	107.773	187.679
	<b>25.489.079</b>	<b>22.938.559</b>
<b>Costos Fijos:</b>		
Servicios contratados asociación	1.985.129	1.726.641
Mantenimiento	1.560.369	1.176.034
Costos laborales	1.019.317	917.942
Depreciación	1.307.679	1.132.520
Servicios contratados	1.092.769	872.565
Costos de proyectos no capitalizados	561.416	461.757
Materiales y suministros de operación	300.704	215.742
Impuestos y contribuciones	186.573	166.179
Amortización de diferidos, intangibles y seguros	82.077	60.703
Costos generales	60.756	50.338
Amortización cálculo actuarial de salud y educación	171.902	68.740
	<b>8.328.691</b>	<b>6.849.161</b>
	<b>\$ 33.817.770</b>	<b>29.787.720</b>

- (1) Corresponde a las compras de crudo y gas que realiza Ecopetrol a la Agencia Nacional de Hidrocarburos derivadas de la producción nacional, tanto de la Empresa en operación directa como de terceros.
- (2) Corresponde, principalmente, a diesel de muy bajo azufre, gasolinas (mejorar la calidad de los productos locales) y diluyente para facilitar el transporte de crudo pesado.

**(24) Gastos Operacionales**

El siguiente es un detalle de los gastos operacionales al 31 de diciembre:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
<b>Administración:</b>		
Amortizaciones (1)	\$ 291.884	276.644
Gastos laborales	208.845	172.625
Gastos generales	103.017	147.485
Depreciaciones	15.952	12.880
Amortización cálculo actuarial salud y educación	8.896	4.715
Alquileres y arrendamientos	1.917	3.288
Impuestos	433	13.916
Mantenimiento	7	338
	<u><b>630.951</b></u>	<u><b>631.891</b></u>
<b>Comercialización y proyectos:</b>		
Gastos de exploración (2)	591.412	530.035
Gastos generales (3)	590.876	485.728
Gastos laborales	271.784	185.610
Provisiones operacionales (4)	250.852	30.076
Gastos de proyectos (5)	217.999	317.862
Impuestos	151.448	146.592
Transporte por gasoductos	136.573	122.780
Mantenimientos	19.014	5.489
Incumplimiento suministro de gas	764	2.511
Recuperación costos de abandono	(11.268)	(105.722)
	<u><b>2.219.454</b></u>	<u><b>1.720.961</b></u>
	<u><b>\$ 2.850.405</b></u>	<u><b>2.352.852</b></u>

- (1) En el periodo 2012 se amortizaron \$274.558 correspondiente al crédito mercantil de las compañías: Propilco, Orensa, Hocol, Offshore y Equión.
- (2) Los gastos de exploración a diciembre de 2012 corresponden, principalmente, a estudios de sísmica por \$297.966 y exploraciones no exitosas por \$188.875, dentro de las cuales las más importantes son: estimaciones \$36.800 (estimación pozo seco Tarabita-1 \$12.505, Tingua-1 \$6.665, Trasgo-2 \$5.365, Embrujo-1 \$3.310, CSE8 \$2.727), recuperaciones ambientales y partidas no capitalizables \$83.885
- (3) Corresponde principalmente a los convenios con la Policía Nacional \$225.019, gasto de fletes por ventas al exterior y operación aduanera \$111.532, Otros convenios \$101.751, Seguros \$28.298

(4) El detalle de las provisiones operacionales es el siguiente:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Inventarios - productos y materiales	\$ -	2.393
Propiedad, planta y equipos	310.071	35.450
Cartera	69.337	32.417
	<u>\$ 379.408</u>	<u>70.260</u>

(5) El detalle de la recuperación de provisiones operacionales es el siguiente:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Inventario de productos y materiales	\$ 6.467	-
Propiedad, planta y equipo	121.864	39.821
Recuperación cartera	225	365
	<u>128.556</u>	<u>40.186</u>
<b>Neto</b>	<u>\$ 250.852</u>	<u>30.074</u>

(6) La disminución frente al año anterior se debe principalmente a la reclasificación al costo de las horas hombre de la gerencia técnica 2012 \$182.655, compensado con incremento en proyectos entre los que se destacan desarrollo de potencial petroquímico, modernización de Barranca y plan de manejo ambiental.

**(25) Gastos Financieros, neto**

El siguiente es el detalle de los gastos financieros, neto al 31 de diciembre:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
<b>Ingresos:</b>		
Ganancia en cambio (1)	\$ 3.412.931	4.479.966
Rendimientos e intereses	396.248	243.116
Utilidad por valoración portafolio de inversiones	178.065	100.362
Dividendos en dineros	32.542	10.134
Operaciones de cobertura (2)	4.934	77.117
	<u>4.024.720</u>	<u>4.910.695</u>
<b>Gastos:</b>		
Pérdida en cambio (1)	3.850.445	4.373.365
Intereses	394.028	278.636
Operaciones de cobertura (2)	4.253	887.343
Otros menores	1.528	45.044
Administración y emisión de títulos	59	44.415
	<u>4.250.313</u>	<u>5.628.803</u>
<b>Neto</b>	<u>\$ (225.593)</u>	<u>(718.108)</u>

- (1) La pérdida acumulada por diferencia en cambio a diciembre de 2012 fue de \$ 437.514, principalmente por efecto de la revaluación del peso. La variación acumulada de la tasa a diciembre de 2012 fue de -8,98%. A diciembre de 2011 se presentó una utilidad de \$106.601 producto de la devaluación acumulada de 1,50%, lo que representa, con respecto a diciembre de 2012, una mayor pérdida de \$544.115
- (2) Los resultados de las operaciones de cobertura al 31 de diciembre de 2012 corresponden a derivados por tasa de cambio.

**(26) Gastos de Jubilados**

El siguiente es un detalle de los gastos de jubilados a 31 de diciembre:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Amortización cálculo actuarial y pensiones (1)	\$ 688.693	443.890
Servicios de salud	204.269	205.928
Servicios de educación	55.493	56.480
	<b>\$ 948.455</b>	<b>706.298</b>

- (1) A diciembre de 2012 se actualizó el estudio de cálculo actuarial. Los cálculos actuariales de salud y educación fueron preparados aplicando las tablas de mortalidad actualizadas en 2010 y utilizando una tasa de interés técnico del 4.8%. Para estimar el valor de las prestaciones futuras de estos conceptos se utilizó un incremento del 4.755% correspondiente a la inflación del 2012 más un porcentaje adicional de 1.5%, teniendo en consideración el crecimiento real de la empresa.

**(27) Ganancia por Inflación**

Corresponde a la amortización neta de la corrección monetaria diferida por valor de \$97.197 y \$21.470 por los años 2012 y 2011 respectivamente.

**(28) Otros Gastos, neto**

El siguiente es un detalle de los otros gastos, neto al 31 de diciembre

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Otros Ingresos</b>		
Recuperación de provisiones (1)	\$ 526.330	470.657
Ingresos diferidos BOMTS	125.542	129.148
Otros ingresos menores	107.004	55.650
Ingresos años anteriores (2)	75.613	96.071
Recuperación de gastos por recobros	62.801	54.444
Indemnizaciones recibidas	14.539	9.273
Recuperación servicios a asociados	9.553	219.952
Ingresos por servicios	3.245	3.611
Ingresos por derechos cedidos	725	30.396
Recuperación gastos exploratorios	-	25.543
Ingresos campos descubiertos no desarrollados	-	855
	<b>925.352</b>	<b>1.095.600</b>
<b>Otros gastos</b>		
Impuestos	651.447	622.189
Provisiones (3)	580.750	697.157
Disponibilidad gasoductos contratos BOMTS	108.134	141.174
Pérdidas de combustibles	83.039	78.816
Cuota de fiscalización	55.686	49.883
Contribuciones y donaciones	34.082	27.003
Gastos de años anteriores, neto (4)	(51.499)	(18.104)
Otros gastos menores	194.785	182.770
Pérdida en baja de activos fijos	-	300
Pérdida en baja de crédito mercantil	-	485
	<b>1.656.424</b>	<b>1.781.673</b>
	<b>\$ (731.072)</b>	<b>(686.073)</b>

(1) El detalle de la recuperación de provisiones no operacionales al 31 de diciembre, es el siguiente:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Procesos judiciales	\$ 242.795	226.425
Pasivo pensional	241.624	-
Otras recuperaciones	25.922	241.312
Obligaciones potenciales	15.989	2.920
	<b>526.330</b>	<b>470.657</b>

(2) El detalle de los ingresos de años anteriores es el siguiente:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Otros	\$ 10.685	77.053
Resultados en sociedades	-	18.713
Subsidios	-	305
Reversión provisión ejercicios anteriores	7.910	-
Recuperación de gastos	57.018	-
	<b>\$ 75.613</b>	<b>96.071</b>

(3) El detalle de las provisiones no operacionales es el siguiente:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Procesos judiciales	\$ 402.044	328.277
Otras provisiones	121.778	96.277
Obligaciones potenciales	56.928	30.979
Conmutación Pensional	-	241.624
	<b>\$ 580.750</b>	<b>697.157</b>

(4) El detalle de los gastos de años anteriores, neto, al 31 de diciembre, es el siguiente:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Depreciación activos fijos	\$ 9.482	(72.310)
Ajuste regalías	6.443	23.331
Pérdidas en compañías vinculadas	-	16.459
Gastos generales	(13.104)	14.416
Costos de abandono	(18.185)	-
Gastos proyectos no capitalizados	(36.135)	-
	<b>\$ (51.499)</b>	<b>(18.104)</b>

**(29) Resultados en Sociedades, neto**

A diciembre la aplicación del método de participación patrimonial en las compañías subordinadas o con influencia importante presentó los siguientes resultados:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Hocol Petroleum Company	\$ 468.454	629.920
Equion Energia Limited	367.043	217.492
Cenit - Transporte y logística de hidrocarburos	84.951	-
Offshore International Group	77.798	78.680
ODL Finance S.A.	15.276	53.330
Invercolsa	35.794	59.946
Ocensa S.A.	16.916	-
Ecopetrol Transportation Company	7.097	5.245
Refinería de Cartagena	(73.514)	(78.932)
Polipropileno del Caribe S.A.	26.266	15.881
Black Gold Re Limited	26.071	23.910
Andean Chemicals Ltd.	(79.936)	(109.912)
ECP Transportation Investments	4.337	5.311
Ecopetrol Pipeline International Limited	(5.094)	-
Ecopetrol Capital AG	41.823	(1.440)
Serviport	1.633	(368)
Ecodiesel Colombia S.A.	8.727	-
Ecopetrol America Inc.	(4.450)	(395)
Oleoducto de Colombia S.A.	13.460	(3.552)
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.	(3.993)	(1.918)
Ecopetrol del Perú S.A.	(6.180)	(15.914)
Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil Ltda.	(173.157)	(128.657)
Ecopetrol Global Energy	(372.177)	(196.479)
<b>Resultado Neto</b>	<b>\$ 477.145</b>	<b>552.148</b>

**(30) Contingencias**

A continuación se resumen los procesos más significativos con pretensión superior a \$10.000 millones de pesos sobre los cuales se han reconocido provisiones, de acuerdo con las evaluaciones de los apoderados internos y externos de la Empresa, a diciembre:

<b>Proceso</b>	<b>Acción</b>	<b>Cuantía de provisión diciembre 2012</b>	<b>Cuantía de provisión diciembre 2011</b>
Contrato de asociación Garceró	Acción Popular contra Ecopetrol S.A., la Nación, Ministerio de Minas y otros, por extensión del Contrato de Asociación Garceró.	155.184	204.189
Municipios de Aguazul y Tauramena	Acción popular. Aportes al fondo de solidaridad y redistribución de ingresos como consecuencia de generación de energía, según Ley 142 de 1994.	220.044	139.688
Municipio de Arauca	Acción popular. Aportes al fondo de solidaridad y redistribución de ingresos como consecuencia de generación de energía, según Ley 142 de 1994.	283.010	121.051

<u>Proceso</u>	<u>Acción</u>	<u>Cuantía de provisión diciembre 2012</u>	<u>Cuantía de provisión diciembre 2011</u>
Departamento del Tolima (*)	Acción popular para la reliquidación de regalías con el 20% estipulado por la Ley 141 de 1994.	-	82.287
Demanda. Incidencia salarial – estímulo al ahorro	Aplicar incidencia salarial a los dineros pagados bajo la figura de estímulo al ahorro y como consecuencia reliquidar las prestaciones sociales (legales y extralegales) y mesada pensional, desde la fecha en que Ecopetrol S.A. empezó a reconocerlo.	18.689	20.154

A 30 de septiembre de 2012, el saldo de la provisión para procesos judiciales asciende a \$770.922 (2011 \$682.158).

(\*) El Consejo de Estado en providencia del 30 de mayo de 2012, notificada en el estado del 5 de junio, decretó la nulidad de todo lo actuado en la acción contractual del departamento del Tolima contra Ecopetrol, Petrobras y Nexen, a partir de la sentencia proferida por el Tribunal Administrativo del Tolima del 20 de febrero de 2007 y ordenó vincular al Ministerio de Minas y Energía.

### (31) Compromisos

#### Contratos de Suministro de Gas

Adicional a los contratos ya existentes, la Empresa ha suscrito nuevos contratos de venta o suministro de gas con terceros, como Gases de Occidente S.A. E.S.P., Empresas Públicas de Medellín E.S.P., e ISAGEN SA. E.S.P. entre otros. La Empresa comercializó a diciembre de 2012, 498,48 GBTUD promedio por valor de \$1.539.631 (incluye exportaciones).

#### Contratos Ship or Pay

Ecopetrol S. A. y ODL Finance S. A. tienen firmados los siguientes contratos Ship or Pay: i) El primero soporta la deuda (Tarifa Financiera) a 5 años con el Grupo Aval, la cual es recaudada mediante encargo fiduciario, que realiza los pagos de amortización de la deuda. Este contrato fue reemplazado por uno nuevo, ejecutado en mayo de 2010, a un término de 7 años, para reflejar las nuevas condiciones pactadas con el Grupo Aval y ii) El segundo contrato respalda la titularización (Patrimonio Autónomo Títulos) con un término de 7 años. Los títulos están administrados a partir de su fecha de emisión por un patrimonio autónomo estructurado para tal fin, al cual se cedieron los derechos patrimoniales de facturación, recaudo y pago a los tenedores de los títulos.

Bajo el primer contrato Ship or Pay, ODL Finance S. A. se compromete a transportar 75.000 barriles de crudo diarios, durante el periodo de gracia de dos años de la facilidad y 90.000 barriles de crudo diarios durante los siguientes cinco años. Bajo el segundo contrato, ODL Finance S. A. se compromete a transportar 19.500 barriles de crudo durante la primera fase del proyecto de construcción (que inició operaciones en septiembre de 2009) y 39.000 barriles de crudo diarios a partir del inicio de la segunda fase que se llevó a cabo en el primer trimestre de 2010.

#### Contrato de Transporte de Crudo Ship or Pay Bicentenario

Para financiar la construcción de las Etapas 0 y 1 del Oleoducto Bicentenario, se suscribieron contratos de transporte de crudo, en el cual se obliga con el respectivo accionista o su afiliada a transportar crudos de su propiedad: (i) desde la estación Arguaney hasta Coveñas (ii) bajo la modalidad ‘transporta o paga’ o ‘Ship or Pay’, y (iii) Hasta por la capacidad del Accionista determinada por su participación accionaria en Bicentenario que dependerá de la capacidad contratada de todos los accionistas de Bicentenario y/o sus afiliadas la cual no podrá ser inferior a 110.000 bpd.

A cambio del servicio de transporte, el accionista o su afiliada deben pagar una tarifa fija mensual, así sea que no transporte barril alguno, a partir de la fecha que ocurra primero entre: (i) La fecha de entrada de operación del Oleoducto, o (ii) 12 meses contados a partir de la fecha del primer desembolso del crédito sindicado, es decir, el 5 de julio de 2013. El derecho a recibir la tarifa bajo la modalidad Ship or Pay fue cedido a un patrimonio autónomo constituido con el fin de administrar y efectuar pagos.

Los contratos tienen una vigencia inicial desde la fecha de inicio del pago de tarifa o la fecha de inicio del servicio, lo que ocurra primero, y termina en la fecha que ocurra de último entre (a) 12 años a partir del inicio del plazo, y (b) el día en que se extingan la totalidad de las obligaciones objeto del contrato. Vencido el plazo anterior, el contrato tendrá una vigencia adicional de 20 años.

#### Aportes a la Filial Cenit.

En sesión del 13 de agosto de 2012, la Junta Directiva de la Sociedad elaboró y aprobó por unanimidad el Reglamento de Emisión y Colocación mediante el cual se decidió ofrecer a Ecopetrol S.A. la suscripción de 45.582.982 acciones ordinarias de participación en el capital de Cenit por un valor total de COP\$2.279.149; de los cuales COP\$11.796 serán aportados en dinero y COP\$2.267.353 serán pagados por Ecopetrol, mediante el aporte de acciones de compañías de transporte que figuran en el siguiente cuadro:

	<b>OBC</b>	<b>Ocensa</b>	<b>ODC</b>	<b>ODL</b>	<b>Serviport</b>
Participación Directa de Ecopetrol S.A.	54.8%	35.3%	43.8%	65%	49%
Valor de la Operación (Col\$ millones)*	\$392,837	\$1,197,702	\$213,247	\$456,227	\$7,339

\*Cifras de estados financieros de Ecopetrol con corte al 31 de julio de 2012.

Este valor está compuesto de la siguiente manera: COP\$455.830 referente al valor nominal de las acciones y la suma de COP\$1.823.319 corresponde a la prima en colocación de acciones.

Así mismo, en enero de 2013, se prevé la transferencia de los activos de transporte de Ecopetrol.

### **(32) Reservas de Crudo y Gas**

Ecopetrol se acoge a los estándares internacionales para la estimación, categorización y reporte de reservas, enmarcados en las definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC).

El proceso es liderado por la Dirección de Reservas de la Vicepresidencia Financiera, quien define e implementa lineamientos y controles en la organización, que permitan garantizar la consistencia en la interpretación y la aplicación de la normatividad vigente para la estimación de reservas.

El reporte oficial de reservas fue aprobado por el Comité de Reservas de Ecopetrol en enero de 2013 y ratificado por el Comité de Auditoría en ese mismo mes.

Las reservas fueron auditadas en un 99% por 3 compañías auditoras especializadas: Gaffney, Cline & Associates, DeGolyer and MacNaughton y Ryder Scott Company. De acuerdo con dichas certificaciones, el reporte de reservas se ajusta al contenido y los lineamientos establecidos en la Regla 4-10 de la regulación S-X de la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos de América.

La siguiente información corresponde a las reservas probadas netas de propiedad de Ecopetrol en 2012 y 2011 (no incluye compañías filiales ni subordinadas), la cual corresponde a los balances oficiales de reservas preparados por la Empresa.

	2012			2011		
	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Petróleo equivalente (Mbe)	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Petróleo equivalente (Mbe)
Reservas probadas al 1 de Enero	1287,0	2659,3	1753,5	1152,1	2694,1	1624,7
Revisiones	44,1	30,4	49,4	111,1	-261,5	65,3
Recobro Mejorado	65,3	0,0	65,3	14,8	3,6	15,4
Extensiones y descubrimientos	86,2	273,2	134,2	184,9	386,2	252,6
Producción	-185,3	-175,0	-216,0	-175,9	-163,1	-204,5
Reservas netas probadas a fin de período	<b>1297,2</b>	<b>2787,9</b>	<b>1786,3</b>	<b>1287,0</b>	<b>2659,3</b>	<b>1753,5</b>

Mbls = Millones de barriles

Mbpe = Millones de barriles de petróleo equivalente

Gpc: Giga pies cúbicos

### (33) Hechos Subsecuentes

La gerencia evaluó los eventos subsecuentes hasta el 20 de febrero de 2013, como resultado no se identificaron eventos significativos que modifiquen el valor de los activos y pasivos al 31 de diciembre de 2012.

En concordancia con las normas técnicas relativas a los hechos posteriores del Régimen de Contabilidad Pública, señalamos que la fecha de autorización de los Estados Financieros básicos con corte 31 de diciembre de 2012, por parte del representante legal, se realizó el 15 de febrero de 2013.

### (34) Presentación

Algunas cifras de los estados financieros de 2011 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del 2012.

**9.4.** Estados Financieros no Consolidados de ECOPETROL S.A. para los años terminados el 31 de Diciembre de 2011 y 2010.

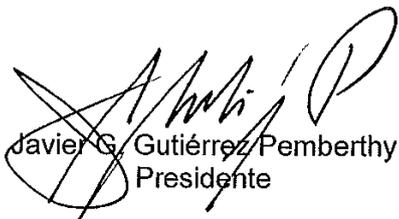
### Certificación del Representante Legal y Contador de la Compañía

A los señores Accionistas de Ecopetrol S. A.:

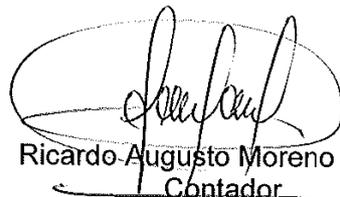
17 de febrero de 2012

Los suscritos Representante Legal y Contador de la Compañía certificamos que los estados financieros no consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2011 y 2010 han sido fielmente tomados de los libros y que antes de ser puestos a su disposición y de terceros, hemos verificado las siguientes afirmaciones contenidas en ellos:

1. Todos los activos y pasivos, incluidos en los estados financieros no consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2011 y 2010, existen y todas las transacciones incluidas en dichos estados se han realizado durante los años terminados en esas fechas.
2. Todos los hechos económicos realizados por la Compañía, durante los años terminados en 31 de diciembre de 2011 y 2010, han sido reconocidos en los estados financieros no consolidados.
3. Los activos representan probables derechos económicos futuros y los pasivos representan probables obligaciones actuales y futuras, obtenidos o a cargo de la Compañía al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
4. Todos los elementos han sido reconocidos por sus valores apropiados, de acuerdo con los principios de contabilidad pública generalmente aceptados, promulgados por la Contaduría General de la Nación.
5. Todos los hechos económicos que afectan la Compañía han sido correctamente clasificados, descritos y revelados en los estados financieros no consolidados.



Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente



Ricardo Augusto Moreno Castro  
Contador  
T. P. 20204 - T

## **INFORME DEL REVISOR FISCAL**

Señores Accionistas  
Ecopetrol S.A.:

He auditado el balance general no consolidado de Ecopetrol S.A. al 31 de diciembre de 2011 y los correspondientes estados no consolidados de actividad financiera, económica, social y ambiental, de cambios en el patrimonio de los accionistas y de flujos de efectivo, el resumen de las políticas contables significativas y demás notas explicativas, por el año que terminó en esa fecha. Los estados financieros no consolidados correspondientes al año 2010 fueron auditados por otro contador público independiente quien, en su informe de fecha 25 de febrero de 2011, expresó una opinión sin salvedades sobre los mismos.

La administración es responsable por la adecuada preparación y presentación de estos estados financieros no consolidados de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia promulgados por la Contaduría General de la Nación. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para la preparación y presentación de estados financieros libres de errores de importancia material, bien sea por fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas, así como establecer los estimados contables razonables en las circunstancias.

Mi responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados financieros no consolidados con base en mi auditoría. Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y efectué mi examen de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que cumpla con requisitos éticos, planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros no consolidados están libres de errores de importancia material.

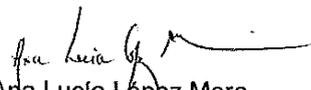
Una auditoría incluye realizar procedimientos para obtener evidencia sobre los montos y revelaciones en los estados financieros no consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del criterio del revisor fiscal, incluyendo la evaluación del riesgo de errores de importancia material en los estados financieros no consolidados. En dicha evaluación del riesgo, el revisor fiscal tiene en cuenta el control interno relevante para la preparación y presentación de los estados financieros no consolidados, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye evaluar el uso de políticas contables apropiadas y la razonabilidad de los saldos y de los estimados contables realizados por la administración, así como evaluar la presentación de los estados financieros no consolidados en general. Considero que la evidencia de auditoría que obtuve proporciona una base razonable para fundamentar la opinión que expreso a continuación.

En mi opinión, los estados financieros no consolidados mencionados, tomados fielmente de los libros y adjuntos a este informe, presentan razonablemente, en todos los aspectos de importancia material, la situación financiera de Ecopetrol S.A. al 31 de diciembre de 2011, los resultados de sus operaciones, y sus flujos de efectivo por el año que terminó en esa fecha, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia promulgados por la Contaduría General de la Nación. En atención a disposiciones legales, como se indica en la

nota 16 a los estados financieros no consolidados, la Compañía modificó la aplicación del método contable para el registro del impuesto al patrimonio con base en la Ley 1370 de 2009; como consecuencia, la uniformidad en la aplicación de los principios de contabilidad en los estados financieros de 2011 se afecta respecto al año anterior.

Con base en el resultado de mis pruebas, en mi concepto durante 2011:

- a) La contabilidad de la Compañía ha sido llevada conforme a las normas legales y a la técnica contable.
- b) Las operaciones registradas en los libros y los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea.
- c) La correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan debidamente.
- d) Existen medidas adecuadas de control interno, de prevención y control de lavado de activos, de conservación y custodia de los bienes de la Compañía y los de terceros que están en su poder.
- e) Existe concordancia entre los estados financieros no consolidados que se acompañan y el informe de gestión preparado por los administradores.
- f) La información contenida en las declaraciones de autoliquidación de aportes al Sistema de Seguridad Social Integral, en particular la relativa a los afiliados y a sus ingresos base de cotización, ha sido tomada de los registros y soportes contables. La Compañía no se encuentra en mora por concepto de aportes al Sistema de Seguridad Social Integral.

  
Ana Lucía López Mora  
Revisor Fiscal de Ecopetrol S.A.  
T. P. 6328 - T  
Miembro de KPMG Ltda.

17 de febrero de 2012

ECOPETROL S. A.  
Balances Generales no Consolidados  
Año que terminó el 31 de diciembre de 2011  
(con cifras comparativas por el año que terminó el 31 de diciembre de 2010)  
(Expresados en millones de pesos colombianos)

<u>Activos</u>	A 31 de diciembre de	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
<b>Activos corrientes:</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo (notas 2 y 3)	\$ 4.303.043	1.592.083
Inversiones (notas 2 y 4)	1.263.937	264.765
Cuentas y documentos por cobrar, neto (notas 2 y 5)	5.256.982	2.607.294
Inventarios, neto (nota 6)	2.395.929	1.880.818
Anticipos, avances y depósitos (notas 2 y 7)	2.579.887	3.139.738
Gastos pagados por anticipado (nota 8)	<u>24.308</u>	<u>12.495</u>
Total activos corrientes	<u>15.824.086</u>	<u>9.497.193</u>
<b>Activos no corrientes:</b>		
Inversiones (notas 2 y 4)	17.353.028	12.336.060
Cuentas y documentos por cobrar, neto (nota 5)	2.034.167	2.154.256
Anticipos, avances y depósitos (notas 2 y 7)	137.853	284.212
Depósitos entregados en administración (nota 9)	283.504	-
Propiedades, planta y equipo, neto (nota 10)	19.119.854	14.816.573
Recursos naturales y del medio ambiente, neto (nota 11)	13.753.201	11.003.159
Cargos diferidos (notas 12)	3.590.357	1.944.688
Otros activos (notas 2 y 13)	3.675.163	3.092.990
Valorizaciones	<u>9.479.961</u>	<u>9.996.866</u>
Total activos	<u>\$ 85.251.174</u>	<u>65.125.997</u>
<u><b>Pasivos y Patrimonio de los Accionistas</b></u>		
<b>Pasivos corrientes:</b>		
Obligaciones financieras (nota 14)	452.692	695.505
Cuentas por pagar y vinculados (notas 2 y 15)	4.171.148	4.159.469
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar (nota 16)	7.807.876	3.359.671
Obligaciones laborales y pensionales (nota 17)	186.961	141.098
Pasivos estimados y provisiones (notas 2 y 18)	<u>1.199.646</u>	<u>932.883</u>
Total pasivos corrientes	<u>13.818.323</u>	<u>9.288.626</u>
<b>Pasivos no corrientes:</b>		
Obligaciones financieras (notas 2 y 14)	5.718.463	5.918.710
Obligaciones laborales y pensionales (nota 17)	3.180.269	2.806.043
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar (nota 16)	952.987	
Pasivos estimados y provisiones (nota 18)	3.984.580	3.337.377
Otros pasivos a largo plazo (nota 19)	<u>2.585.514</u>	<u>2.247.365</u>
Total pasivos	<u>30.240.136</u>	<u>23.598.121</u>
<b>Patrimonio de los accionistas:</b>		
(Nota 20 y ver estado no consolidado adjunto)	<u>55.011.038</u>	<u>41.527.876</u>
Total pasivos y patrimonio de los accionistas	<u>\$ 85.251.174</u>	<u>65.125.997</u>
Cuentas de orden deudoras (nota 21)	\$ 122.266.343	116.788.822
Cuentas de orden acreedoras (nota 21)	<u>\$ (103.461.131)</u>	<u>(92.600.806)</u>

Veáanse las notas que acompañan a los estados financieros no consolidados.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Ricardo Moreno Augusto Castro  
Contador Público  
T. P. 20204 - T  
(Ver certificación adjunta)

Ana Lucía López Mora  
Revisor Fiscal  
T. P. 6328 - T  
Miembro de KPMG Ltda.

(Véase mi informe del 17 de febrero de 2012)

ECOPETROL S. A.

Estados no Consolidados de Actividad Financiera,  
Económica, Social y Ambiental

Año que terminó el 31 de diciembre de 2011  
(con cifras comparativas por el año que terminó el 31 de diciembre de 2010)  
(Expresados en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad neta  
por acción que está expresada en pesos colombianos)

	2011	2010
Ingresos por ventas (nota 22):		
Ventas nacionales	\$ 19.188.186	14.801.762
Ventas al exterior	37.088.890	21.859.409
Total ingresos	56.277.076	36.661.171
Costos de ventas (nota 23)	29.257.190	21.238.585
	27.019.886	15.422.586
Gastos operacionales (nota 24):		
Administración	631.891	450.466
Comercialización y proyectos	2.327.137	1.763.418
Utilidad operacional	24.060.858	13.208.702
Ingresos (gastos) no operacionales:		
Ingresos (gastos) financieros, neto (nota 25)	(718.108)	33.003
Gastos de jubilados (notas 17 y 26)	(706.298)	(377.626)
Ganancia por inflación (nota 27)	21.470	21.469
Otros (gastos) ingresos, neto (nota 28)	(395.181)	(818.405)
Resultados en sociedades, neto (nota 29)	552.148	(641.168)
Utilidad antes de impuesto sobre la renta	22.814.889	11.425.975
Provisión impuesto sobre la renta (nota 16)	7.366.556	3.079.878
Utilidad neta del año	\$ 15.448.333	8.346.097
Utilidad neta por acción	\$ 379,97	206,22

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros no consolidados.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Ricardo Moreno Augusto Castro  
Contador Público  
T. P. 20204 - T  
(Ver certificación adjunta)

Ana Lucía López Mora  
Revisor Fiscal  
T.P. 6328 - T  
Miembro de KPMG Ltda.  
(Véase mi informe del 17 de febrero de 2012)

ECOPETROL S. A.

Estados no Consolidados de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas  
Año que terminó el 31 de diciembre de 2011  
(con cifras comparativas por el año que terminó el 31 de diciembre de 2010)

(Expresados en millones de pesos colombianos, excepto el dividendo por acción que está expresado en pesos colombianos)

	Capital suscrito y pagado	Prima en colocación de acciones	Reserva legal y otras	Patrimonio institucional incorporado	Superávit método de participación	Superávit por valorizaciones	Efecto Régimen Contabilidad Pública	Utilidades acumuladas	Total patrimonio
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2009</b>	<b>\$ 10.117.791</b>	<b>4.720.320</b>	<b>5.159.503</b>	<b>155.529</b>	<b>1.593.391</b>	<b>5.999.272</b>	<b>(298.805)</b>	<b>5.256.232</b>	<b>32.703.233</b>
Distribución de dividendos (\$91 por cada acción)	-	-	-	-	-	-	-	(3.682.998)	(3.682.998)
Capital suscrito por cobrar y prima en colocación	337	243	-	-	-	-	-	-	580
Prima en colocación de acciones por cobrar	-	(55)	-	-	-	-	-	-	(55)
Superávit por valorizaciones	-	-	-	-	-	3.997.594	-	-	3.997.594
Desvalorizaciones de propiedad, planta y equipo	-	-	-	-	-	-	(403.670)	-	(403.670)
Ajuste en conversión de filiales en el extranjero	-	-	-	-	927.779	-	-	-	927.779
Ajuste por diferencia en cambio superávit método de participación	-	-	-	-	(362.507)	-	-	-	(362.507)
Apropiación de reserva legal	-	-	525.624	-	-	-	-	(525.624)	-
Apropiación reservas para programas de inversión	-	-	1.047.610	-	-	-	-	(1.047.610)	-
Adición al patrimonio institucional incorporado	-	-	-	1823	-	-	-	-	1823
Utilidad neta del año	-	-	-	-	-	-	-	8.346.097	8.346.097
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2010</b>	<b>10.118.128</b>	<b>4.720.508</b>	<b>6.732.737</b>	<b>157.352</b>	<b>2.158.663</b>	<b>9.996.866</b>	<b>(702.475)</b>	<b>8.346.097</b>	<b>41.527.876</b>
Distribución de dividendos (\$145 por acción)	-	-	-	-	-	-	-	(5.868.514)	(5.868.514)
Capitalización - Emisión y colocación de acciones segunda ronda	161.047	-	-	-	-	-	-	-	161.047
Capital suscrito por cobrar y prima en colocación	-	2.222.459	-	-	-	-	-	-	2.222.459
Adición prima en colocación de acciones - Ejecución garantías	-	(154.823)	-	-	-	-	-	-	(154.823)
Superávit por valorizaciones	-	-	-	-	-	(516.905)	-	-	(516.905)
Revalorización de propiedad, planta y equipo	-	-	-	-	-	-	6.114	-	6.114
Apropiación de reserva legal	-	-	834.610	-	-	-	-	(834.610)	-
Apropiación reservas para programas de inversión	-	-	1.065.465	-	-	-	-	(1.065.465)	-
Apropiación reservas Decreto Reglamentario 2336/95	-	-	96.695	-	-	-	-	(96.695)	-
Apropiación reservas pago dividendos emisión acciones 2011	-	-	449.904	-	-	-	-	(449.904)	-
Utilización reservas para pago de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(30.909)	(30.909)
Adición al patrimonio institucional incorporado	-	-	-	16.728	-	-	-	-	16.728
Ajuste por diferencia en cambio superávit método de participación	-	-	-	-	45.005	-	-	-	45.005
Ajuste en conversión de filiales en el extranjero	-	-	-	-	2.154.627	-	-	-	2.154.627
Utilidad neta del año	-	-	-	-	-	-	-	15.448.333	15.448.333
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2011</b>	<b>\$ 10.279.175</b>	<b>6.788.144</b>	<b>9.179.411</b>	<b>174.080</b>	<b>4.358.295</b>	<b>9.479.961</b>	<b>(696.361)</b>	<b>15.448.333</b>	<b>55.011.038</b>

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros no consolidados.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Ricardo Moreno Augusto Castro  
Contador Público  
T. P. 20204 - T  
(Ver certificación adjunta)

Ana Lucía López Mora  
Revisor Fiscal  
T. P. 6328 - T  
Miembro de KPMG Ltda.  
(Véase mi informe del 17 de febrero de 2012)

ECOPETROL S. A.

Estados no Consolidados de Flujos de Efectivo

Año que terminó el 31 de diciembre de 2011  
(con cifras comparativas por el año que terminó el 31 de diciembre de 2010)  
(Expresados en millones de pesos colombianos)

	2011	2010
Flujos de efectivo de las actividades de operación:		
Utilidad neta del año	\$ 15.448.333	8.346.097
Movimiento de partidas que no involucran efectivo:		
Impuesto de renta diferido, neto	353.301	49.846
Depreciación propiedades, planta y equipo	1.145.400	867.460
Amortizaciones:		
Recursos naturales	1.925.638	1.735.170
Abandono de instalaciones	285.814	241.842
Pasivos pensionales por salud y educación	517.345	166.211
Intangibles	276.644	185.705
Cargos diferidos	111.811	100.075
Corrección monetaria diferida, neto	(21.470)	(21.469)
Provisiones:		
Cuentas por cobrar	32.417	169.762
Inventarios	2.393	4.878
Propiedades, planta y equipo	35.452	51.971
Litigios y procesos judiciales	455.533	125.887
Conmutación pensional	241.624	-
Recuperación provisiones:		
Cuentas por cobrar	(365)	(68.772)
Inventarios	-	(29.365)
Propiedades, planta y equipo	(39.821)	(54.816)
Litigios y procesos judiciales	(229.345)	(80.236)
Otras	(347.034)	(138.166)
Baja en propiedades, planta y equipo	-	38.945
Pérdida en retiro de propiedades, planta y equipo	418	3.395
Pérdida en baja en recursos naturales y del medio ambiente	-	39.668
Pérdida en baja de otros activos	300	287.918
(Utilidad) pérdida método de participación	(552.148)	641.168
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:		
Deudores	(2.071.923)	(320.460)
Inventarios	(563.619)	(149.307)
Diferidos y otros activos	(1.579.232)	(793.658)
Cuentas por pagar	(133.719)	651.791
Impuestos por pagar	5.401.192	1.250.952
Obligaciones laborales y pensionales	(97.256)	(29.661)
Pasivos estimados y provisiones	85.944	(67.137)
Otros pasivos a largo plazo	(93.441)	(225.963)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	<u>20.590.186</u>	<u>12.979.731</u>
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:		
Pago y avances por adquisición de compañías, neto del efectivo adquirido	(868.954)	(1.163.131)
Aumento de inversiones	(11.685.030)	(11.808.784)
Redención y venta de inversiones	8.420.670	9.604.385
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(3.566.030)	(3.474.200)
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(6.109.240)	(4.341.012)
Producto de la venta de propiedades y equipo	-	4.751
Efectivo neto usado en actividades de inversión	<u>(13.808.584)</u>	<u>(11.177.991)</u>

(Continúa)

ECOPETROL S. A.

Estados no Consolidados de Flujos de Efectivo

Año que terminó el 31 de diciembre de 2011  
(con cifras comparativas por el año que terminó el 31 de diciembre de 2010)  
(Expresados en millones de pesos colombianos)

	2011	2010
Flujos de efectivo de las actividades de operación:		
Utilidad neta del año	\$ 15.448.333	8.346.097
Movimiento de partidas que no involucran efectivo:		
Impuesto de renta diferido, neto	353.301	49.846
Depreciación propiedades, planta y equipo	1.145.400	867.460
Amortizaciones:		
Recursos naturales	1.925.638	1.735.170
Abandono de instalaciones	285.814	241.842
Pasivos pensionales por salud y educación	517.345	166.211
Intangibles	276.644	185.705
Cargos diferidos	111.811	100.075
Corrección monetaria diferida, neto	(21.470)	(21.469)
Provisiones:		
Cuentas por cobrar	32.417	169.762
Inventarios	2.393	4.878
Propiedades, planta y equipo	35.452	51.971
Litigios y procesos judiciales	455.533	125.887
Conmutación pensional	241.624	-
Recuperación provisiones:		
Cuentas por cobrar	(365)	(68.772)
Inventarios	-	(29.365)
Propiedades, planta y equipo	(39.821)	(54.816)
Litigios y procesos judiciales	(229.345)	(80.236)
Otras	(347.034)	(138.166)
Baja en propiedades, planta y equipo	-	38.945
Pérdida en retiro de propiedades, planta y equipo	418	3.395
Pérdida en baja en recursos naturales y del medio ambiente	-	39.668
Pérdida en baja de otros activos	300	287.918
(Utilidad) pérdida método de participación	(552.148)	641.168
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:		
Deudores	(2.071.923)	(320.460)
Inventarios	(563.619)	(149.307)
Diferidos y otros activos	(1.579.232)	(793.658)
Cuentas por pagar	(133.719)	651.791
Impuestos por pagar	5.401.192	1.250.952
Obligaciones laborales y pensionales	(97.256)	(29.661)
Pasivos estimados y provisiones	85.944	(67.137)
Otros pasivos a largo plazo	(93.441)	(225.963)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	<u>20.590.186</u>	<u>12.979.731</u>
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:		
Pago y avances por adquisición de compañías, neto del efectivo adquirido	(868.954)	(1.163.131)
Aumento de inversiones	(11.685.030)	(11.808.784)
Redención y venta de inversiones	8.420.670	9.604.385
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(3.566.030)	(3.474.200)
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(6.109.240)	(4.341.012)
Producto de la venta de propiedades y equipo	-	4.751
Efectivo neto usado en actividades de inversión	<u>(13.808.584)</u>	<u>(11.177.991)</u>

(Continúa)

2

ECOPETROL S. A.

Estados no Consolidados de Flujos de Efectivo, Continuación

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Flujo de efectivo en actividades de financiación:		
Obligaciones financieras	(440.939)	1.192.762
Capitalizaciones	2.228.683	525
Dividendos, neto	<u>(5.858.386)</u>	<u>(3.689.940)</u>
Efectivo neto usado en actividades de financiación	<u>(4.070.642)</u>	<u>(2.496.653)</u>
Aumento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	2.710.960	(694.913)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	<u>1.592.083</u>	<u>2.286.996</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	<u>\$ 4.303.043</u>	<u>1.592.083</u>

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros no consolidados.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Ricardo Moreno Augusto Castro  
Contador Público  
T. P. 20204 - T  
(Ver certificación adjunta)

Ana Lucía López Mora  
Revisor Fiscal  
T. P. 6328 - T  
Miembro de KPMG Ltda.  
(Véase mi informe del 17 de febrero de 2012)

## ECOPETROL S. A.

### Notas a los Estados Financieros no Consolidados

Al 31 de diciembre de 2011

(con cifras comparativas a 31 de diciembre de 2010)

(Cifras expresadas en millones de pesos. Se exceptúan los valores en otras monedas, tasas de cambio y la utilidad por acción que está expresada en pesos colombianos)

#### **(1) Ente Económico y Principales Políticas y Prácticas Contables**

##### **Entidad Reportante**

ECOPETROL S. A., (en adelante Ecopetrol o la Empresa) fue constituida mediante la Ley 165 de 1948, transformada mediante el Decreto Extraordinario 1760 de 2003 (adicionado por el Decreto 409 de 2006) y la Ley 1118 de 2006 a una sociedad pública por acciones y luego a una sociedad de economía mixta de carácter comercial, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con un período indefinido de duración. Tiene como objeto social el desarrollo, en Colombia o en el exterior, de actividades comerciales o industriales correspondientes o relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos, y de operaciones subsidiarias, conexas o complementarias de dichas actividades, de acuerdo con la regulación que resulte aplicable. El domicilio principal es Bogotá D.C., permitiéndosele establecer filiales, subsidiarias, sucursales y agencias en Colombia o en el exterior.

Mediante el Decreto de Transformación 1760 de 2003, la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, y la administración de los activos no estratégicos representados en acciones y participaciones en sociedades, fueron escindidos de Ecopetrol, modificándose su estructura básica y creándose dos entidades: a) la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) creada para desarrollar en lo sucesivo la política petrolera de Colombia (anteriormente responsabilidad de Ecopetrol), y b) la Sociedad Promotora de Energía de Colombia S. A., que recibió activos no estratégicos de propiedad de Ecopetrol.

La Ley 1118 del 27 de diciembre de 2006 modificó la naturaleza jurídica de Ecopetrol, y autorizó a la Empresa a emitir acciones para ser colocadas en el mercado y adquiridas por personas naturales o jurídicas. Una vez emitidas y colocadas las acciones correspondientes al 10.1% del capital autorizado, a finales de 2007, la Sociedad se convirtió en una Sociedad de Economía Mixta de carácter comercial, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

Ecopetrol suscribió un contrato de depósito con JP Morgan Chase Bank, N.A., en que éste actúa como banco depositario para la emisión de ADS representados por ADR. Cada ADS representa 20 acciones ordinarias de Ecopetrol o el derecho a recibir 20 acciones ordinarias de Ecopetrol.

El 12 de septiembre de 2008, Ecopetrol presentó ante la Securities and Exchange Commission o SEC, la solicitud para inscribir la Empresa y para registrar y listar los ADS, representados por ADR, en la Bolsa de Nueva York o NYSE. Los ADSs de la Empresa se negocian en la NYSE bajo el símbolo "EC" desde el 18 de septiembre de 2008.

El 3 de diciembre de 2009, la Comisión Nacional Supervisora de Empresas y Valores del Perú CONASEV, se pronunció a favor del listado de los ADR de Ecopetrol S. A. en la Bolsa de Valores de Lima e inscribió dichos valores en el Registro Público del Mercado de Valores, por lo que dichos valores se empezaron a negociar a partir del 4 de diciembre del mismo año en el mercado peruano bajo el nemotécnico EC.

El 13 de agosto de 2010, Ecopetrol inició la transacción de sus ADR en la Bolsa de Valores de Toronto – Canadá. De esta manera, Ecopetrol se convirtió en la primera

empresa colombiana en listarse en esa Bolsa.

Entre el 27 de julio y el 17 de agosto de 2011, Ecopetrol llevó a cabo la segunda ronda del programa de emisión y colocación de acciones autorizada por la Ley 1118 de 2006. Como resultado de este proceso fueron adjudicadas 644.185.868 acciones ordinarias con un precio de suscripción de \$3.700 por acción, por un monto total de \$2.383.488. Las acciones fueron inscritas en el Registro Nacional de Valores y Emisores, en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto 2555 de 2010. Como resultado de este proceso de emisión y colocación, la nueva participación accionaria del Gobierno Nacional en Ecopetrol es del 88.49%.

En diciembre de 2011, la Junta Directiva de Andean Chemicals Ltd. aprobó la capitalización de la deuda (capital más intereses) que se tenía con Ecopetrol S.A., para lo cual Andean Chemicals Ltd. emitió 615,677,799 acciones ordinarias por valor de US\$1 cada una, dicha deuda se originó en el contrato de crédito suscrito entre las partes, en mayo de 2009, para la adquisición de la Refinería de Cartagena S.A. a través de Andean Chemicals Ltd, como vehículo de inversión.

La Asamblea extraordinaria de Accionistas de Oleoducto Bicentenario S.A.S., el 16 de diciembre del 2011, aprobó la emisión de 156,448 acciones por valor de \$173,925 de los cuales \$1,564 corresponden a capital suscrito y pagado y \$172,361 corresponden a prima en colocación de acciones.

La Empresa desarrolla operaciones de Exploración y Producción mediante Contratos de Exploración y Producción (E&P), Contrato de Evaluación Técnica (TEA) y Convenios firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (en adelante ANH), así como a través de Contratos de Asociación y otros tipos de contrato, en sus diferentes modalidades, la situación al cierre de diciembre de 2011, es así:

Modalidad	Ecopetrol S.A.	Hocol Petroleum Ltd.	Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	Ecopetrol America Inc.	Ecopetrol del Perú S.A.	Equion Energia Limited
<b>Exploración</b>		-	-	-	-	
Contratos E&P-ANH	37	15	-	-	6	2
Convenios E&P-ANH	5	-	-	-	-	-
TEAs -ANH	3	-	-	-	-	-
Contratos de Asociación	4	1	10	44	5	-
<b>Producción</b>						
Asociación	56	9	-	1	-	4
Contratos E&P-ANH	-	1	-	-	-	-
Campos descubiertos no desarrollados e inactivos (CDNDI)	16	-	-	-	-	-
Solo riesgo	-	-	-	-	-	1
Producción incremental	5	1	-	-	-	-
Participación de riesgo	3	-	-	-	-	-
Participación de riesgo compartido	1	-	-	-	-	-

Colaboración empresarial	1	-	-	-	-	1
Alianza tecnológica	1	-	-	-	-	-
Servicios y colaboración técnica	1	-	-	-	-	-
Servicios de producción con riesgo	2	-	-	-	-	-
<u>Operación</u>	<u>1</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Total	136	27	10	45	11	8

### **Principales Políticas y Prácticas Contables**

La Contaduría General de la Nación (CGN) en septiembre de 2007 adoptó el Régimen de Contabilidad Pública (RCP), estableció su conformación y definió el ámbito de aplicación. En virtud de la comunicación número 20079-101345 de la CGN del 28 de septiembre de 2007, el RCP comenzó a aplicar para Ecopetrol el 1 de enero del año 2008.

#### **(bb) Bases de Presentación**

La preparación de los estados financieros contables no consolidados se hizo bajo normas y principios de contabilidad de entidades públicas colombianas emitidos por la Contaduría General de la Nación (CGN) y otras disposiciones legales. Estos principios pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otras normas y organismos de control y los conceptos sobre asuntos específicos emitidos por la CGN prevalecen sobre otras normas.

Para el reconocimiento contable de los hechos financieros, económicos, ambientales y sociales se aplicó el principio de causación.

En concordancia con las normas de inspección, vigilancia y/o control sobre Ecopetrol, se estableció la estructura para definir el tratamiento contable de operaciones no contempladas por la CGN, el cual es el siguiente: i) Inspección, vigilancia y control principal y permanente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios; ii) Control residual: Superintendencia de Sociedades, y iii) Control concurrente: Superintendencia Financiera, sobre las actividades de la Empresa en su calidad de emisor del mercado de valores. Las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) se usan para definir las diferencias normativas y, los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos (US GAAP) son aplicados en las operaciones relacionadas con petróleo crudo y gas natural.

Los estados financieros no consolidados básicos definidos por la CGN son: el Balance General, el Estado de Actividad Financiera, Económica, Social y Ambiental, el Estado de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas y el Estado de Flujos de Efectivo. Las notas a los estados financieros no consolidados básicos forman parte integral de los mismos.

Los estados financieros adjuntos no consolidan activos, pasivos, patrimonio ni resultados de las sociedades subordinadas, ya que esto no es requerido por el Régimen de Contabilidad Pública (RCP). Las inversiones registradas en esas compañías son reconocidas por el método de participación. Los estados financieros no consolidados se presentan a la Asamblea General de Accionistas y son base para la distribución de dividendos y otras apropiaciones; sin embargo, de conformidad con los requerimientos legales, la Compañía está obligada a presentar, adicionalmente, los estados financieros consolidados a la Asamblea General de Accionistas para su

aprobación anualmente.

**(cc) Criterio de Importancia Relativa**

Un hecho económico es material cuando, debido a su naturaleza y cuantía, las circunstancias que lo rodean, su conocimiento o desconocimiento puede alterar significativamente las decisiones económicas de los usuarios de la información financiera.

De acuerdo con lo establecido en el RCP, la información revelada en los estados financieros, informes y reportes contables debe contener los aspectos importantes de la entidad contable pública, de tal manera que se ajuste significativamente a la verdad, y por tanto sea relevante y confiable para tomar decisiones o hacer las evaluaciones que se requieran, de acuerdo con los objetivos de la información contable. La materialidad depende de la naturaleza de los hechos o la magnitud de las partidas, revelados o no revelados.

Los estados financieros no consolidados desglosan los rubros según lo establecido en las normas legales y aquellos que representan el 5% o más del activo total, del activo corriente, del pasivo total, del pasivo corriente, del capital de trabajo, del patrimonio y de los ingresos, según el caso. Además, se describen importes inferiores cuando pueden contribuir a una mejor interpretación de la información financiera.

**(dd) Uso de Estimaciones**

La preparación de estados financieros no consolidados requiere que la Administración de la Empresa haga estimaciones y presunciones que podrían afectar los importes registrados de los activos, pasivos, los resultados y las notas adjuntas. Estas estimaciones son realizadas conforme a criterios técnicos atendiendo las normas y disposiciones legales vigentes. Los valores actuales de mercado podrán diferir de dicha estimación.

**(ee) Transacciones en Moneda Extranjera**

Las transacciones en moneda extranjera se registran a las tasas de cambio aplicables en la fecha de su ocurrencia, de acuerdo con las normas legales vigentes. Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de mercado al cierre de cada período.

El ajuste por diferencia en cambio generado por los activos y pasivos en moneda extranjera es registrado en resultados de las operaciones, salvo cuando tal ajuste sea imputable a inversiones patrimoniales en entidades controladas, en cuyo caso afecta el patrimonio.

Los costos financieros, incluyendo la diferencia en cambio, para la adquisición de activos que estén en construcción y hasta que se encuentren en condiciones de utilización, hacen parte del costo del activo.

La Empresa, en el desarrollo de sus actividades de la industria petrolera, puede manejar divisas, siempre y cuando cumpla con lo establecido en el régimen cambiario.

**(ff) Contratos de Operación Conjunta**

Los contratos de Operación Conjunta son suscritos entre Ecopetrol y terceros, con el fin de compartir el riesgo, conseguir capital, maximizar eficiencia operativa y optimizar la recuperación de reservas. En estas operaciones conjuntas, una parte es designada como operador y cada parte toma la propiedad de hidrocarburos (crudo o gas) producidos de acuerdo con su participación en la producción. Cuando Ecopetrol

actúa como socio no operador, registra los activos, ingresos, costos y gastos con base en el reporte de los operadores. Cuando Ecopetrol opera directamente los contratos de asociación, registra al 100% activos, pasivos, ingresos, costos y gastos, reconociendo mensualmente la distribución de acuerdo con el porcentaje de participación de cada socio de los rubros de: inversiones, inventarios, gastos, costos e ingresos al asociado.

**(gg) Efectivo y Equivalentes de Efectivo**

El efectivo y los equivalentes de efectivo están representados por las inversiones negociables con vencimiento dentro de los noventa (90) días siguientes a su adquisición y se registran como inversiones de administración de liquidez.

El efectivo de las operaciones asociadas reconocidas por la Empresa en calidad de socio operador corresponde a los anticipos entregados por los socios, de acuerdo con el porcentaje de participación acordado contractualmente, y son manejados en una cuenta bancaria de uso exclusivo de la operación conjunta.

**(hh) Instrumentos Financieros Derivados**

La Empresa ejecuta acuerdos de coberturas para protegerse de las fluctuaciones de los precios de crudos, productos y de las tasas de cambio. La diferencia entre los montos pagados y los montos recibidos por las operaciones de cobertura son reconocidos como gasto o ingreso financiero en el estado de actividad financiera, económica, social y ambiental. Ecopetrol no utiliza estos instrumentos financieros con propósitos especulativos.

De acuerdo con disposiciones de la Junta Directiva, las operaciones de cobertura se llevan a cabo con bancos y otras contrapartes con calificación de riesgo crediticio superior a A+.

La Administración de la Empresa y el Comité de Finanzas hacen evaluaciones periódicas en función del riesgo de mercado de las operaciones de cobertura determinando la necesidad de prórroga o cancelación anticipada de los contratos suscritos, cuando éstos resultan inefectivos frente a la cobertura deseada. En caso de cancelación, los efectos financieros y contractuales son reconocidos en los resultados del período.

**(ii) Inversiones**

Las inversiones se clasifican en: i) Inversiones de administración de liquidez; ii) Inversiones con fines de política y, iii) Inversiones patrimoniales.

- i. Las inversiones de administración de liquidez corresponden a recursos colocados en títulos de deuda y títulos participativos, con el propósito de obtener utilidades por las fluctuaciones de precio a corto plazo. Su reconocimiento inicial es por el costo histórico y se actualizan con base en metodologías de valoración expedidas por la Superintendencia Financiera de Colombia.
- ii. Las inversiones con fines de política están constituidas por títulos de deuda de entidades nacionales o del exterior, adquiridos en cumplimiento de políticas macroeconómicas o de políticas internas de la Entidad, las cuales comprenden las inversiones mantenidas hasta el vencimiento y las disponibles para la venta, entendidas estas últimas como las que se mantienen como mínimo durante (1) un año, contado a partir del primer día en que fueron clasificadas por primera vez, o en que fueron reclasificadas.

Las inversiones mantenidas hasta el vencimiento se actualizan con base en la Tasa Interna de Retorno (TIR) prevista en las metodologías adoptadas por la Superintendencia Financiera y las inversiones con fines de política macroeconómica y las disponibles para la venta deben actualizarse con

base en metodologías adoptadas por la Superintendencia Financiera para inversiones negociables.

- iii. Las inversiones patrimoniales se clasifican en entidades controladas y no controladas. Las inversiones patrimoniales en entidades controladas se reconocen a su costo de adquisición, siempre que éste sea menor que el valor intrínseco; en caso contrario, se reconocen por el valor intrínseco y la diferencia entre el precio de compra y el valor intrínseco corresponde a Crédito Mercantil. Su actualización se realiza por el método de participación, tal como se establece en la Resolución 145 de 2008, emitida por la CGN.

Las inversiones en entidades asociadas en las cuales la Compañía ejerce influencia importante se registran bajo el método de participación patrimonial.

Se define influencia importante como la facultad que tiene la entidad, con independencia que el porcentaje de participación en el capital social sea igual o inferior al 50%, de intervenir en la definición y orientación de las políticas financieras y operativas de otra entidad, con el fin de obtener beneficios de la misma entidad.

La influencia importante se puede manifestar en uno o más de los siguientes aspectos:

- Representación en la Junta Directiva u órgano rector equivalente a la entidad asociada.
- Participación en los procesos de formulación de políticas.
- Transacciones importantes entre el inversionista y la entidad asociada.
- Intercambio de personal directivo, o
- Suministro de información técnica esencial.

Las inversiones patrimoniales en entidades no controladas comprenden títulos participativos de baja o mínima bursatilidad o sin ninguna cotización que no les permite ningún tipo de control o ejercer influencia importante y deben reconocerse por el costo histórico; su actualización surge con la comparación periódica del costo de la inversión frente a su valor intrínseco o su cotización en bolsa.

Las variaciones patrimoniales originadas en el ajuste por conversión de la entidad controlada se reconocen como superávit por el método de participación patrimonial, sin perjuicio de que la subcuenta llegue a presentar saldo débito; lo anterior, dando cumplimiento a la Resolución 193 del 27 de julio de 2010 emitida por la Contaduría General de la Nación.

Las inversiones registradas en compañías subordinadas son reconocidas por el método de participación.

Para las subsidiarias en el exterior, el método de participación debe aplicarse en la moneda legal colombiana, previa conversión de los estados financieros en moneda extranjera.

Cuando las normas técnicas de activos o pasivos no consideren metodologías específicas de actualización, los derechos y obligaciones representados en moneda extranjera se deben reexpresar mensualmente en moneda legal, mediante la aplicación de la Tasa Representativa del Mercado-TRM vigente al corte mensual certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia y convertida previamente a dólares de los Estados Unidos de Norteamérica, si está expresada en una moneda distinta al dólar de los Estados Unidos. Para el efecto, se utiliza la tasa de cambio que rija entre las dos monedas informada por el Banco de la República.

### **(jj) Cartera y Provisión para Cuentas de Difícil Cobro**

Los valores adeudados a la Empresa se reconocen por su importe original o por el valor aceptado por el deudor, el cual es susceptible de actualización periódica, de conformidad con las disposiciones legales vigentes, o con los términos contractuales pactados.

La provisión de cartera se revisa y actualiza periódicamente, de conformidad con el grado de antigüedad de los saldos y la evaluación de recuperación de las cuentas individuales. La Empresa adelanta las gestiones administrativas y legales necesarias para recuperar las cuentas por cobrar vencidas, así como el recaudo de intereses de los clientes que no cumplen con las políticas de pago.

Sólo procede el castigo del valor de las cuentas o documentos por cobrar contra la provisión, cuando se tenga razonable certeza jurídica o material de la pérdida total o parcial del derecho incorporado o representado.

### **(kk) Inventarios**

Los inventarios incluyen bienes extraídos, en proceso, transformados y adquiridos a cualquier título para ser vendidos, destinados para la transformación y consumidos en el proceso de producción, o como parte de la prestación de servicios. Ecopetrol utiliza el sistema de inventario permanente.

Los inventarios se registran al costo histórico o al costo de compra, los cuales incluyen los cargos directos e indirectos que se incurren en preparar el inventario para dejarlo en condiciones de utilización o venta.

La valuación de los inventarios se mide bajo el método de promedio ponderado, considerando los siguientes parámetros:

- Inventarios de petróleo crudo y de producción propia, considerando el costo de producción, correspondiente a la última corrida de costos realizada en diciembre de 2011.
- Las compras de crudo, considerando los costos de adquisición, incluido el transporte y los costos de entrega incurridos.
- El inventario de productos terminados, considerando los costos de producción total.
- El inventario de productos en proceso, considerando los costos de producción.
- El inventario de materia prima, al costo promedio ponderado.

Los materiales y suministros de operaciones conjuntas son controlados por el operador y reportados en una cuenta conjunta al costo de adquisición (registrados en la moneda de origen a costos promedio). Los consumos de inventarios son imputados a la operación conjunta como gasto o inversión, según corresponda.

Adicionalmente, se valoran al menor entre el valor de mercado y el costo promedio, y costo real incurrido para los inventarios en tránsito. Al cierre del período se calculan provisiones para reconocer deterioro, obsolescencia, excesos, lento movimiento o pérdida del valor de mercado.

### **(II) Propiedades, Plantas y Equipo y Depreciación**

Las propiedades, plantas y equipos se registran a su costo histórico ajustado por inflación hasta 2001. El costo incluye gastos financieros y la diferencia en cambio por adquisición en moneda extranjera hasta la puesta en servicio del activo, y los ingresos financieros de la porción de las obligaciones financieras adquiridas para financiar proyectos de inversión, pendiente de ser utilizada. Cuando se vende o retira un activo, el costo ajustado y la depreciación acumulada son cancelados y la pérdida

o ganancia es reconocida en los resultados del año.

La depreciación se calcula sobre el total del costo de adquisición, por el método de línea recta, con base en la vida útil de los activos. Las tasas anuales de depreciación utilizadas son:

	<u>%</u>
Edificaciones y ductos	5
Plantas y equipos	10
Equipo de transporte	20
Equipo de cómputo	33.3

Los desembolsos para el mantenimiento y las reparaciones son reconocidos en los gastos y los desembolsos significativos que mejoran la eficiencia o prolongan la vida útil se capitalizan como mayor valor del activo.

El valor de las propiedades, planta y equipo es objeto de actualización periódica mediante la comparación del costo neto en libros con el valor determinado mediante avalúos técnicos. Cuando el valor del avalúo técnico del activo es mayor a su costo neto en libros, la diferencia se registra como valorizaciones de activos con crédito a la cuenta de superávit por valorizaciones en el patrimonio; en caso contrario, se registra como provisión por desvalorizaciones con cargo a resultados.

Cuando termina un contrato de asociación, Ecopetrol recibe a título gratuito, las propiedades, planta y equipo, los materiales y las inversiones petrolíferas amortizables, propiedad de la compañía asociada. Esta transacción no afecta los resultados de la Compañía. Los resultados del avalúo técnico de propiedades, planta y equipo, se reconocen como valorizaciones en las cuentas de activo y patrimonio respectivas.

**(mm) Recursos Naturales y del Medio Ambiente**

La Empresa emplea el método de esfuerzos exitosos para la contabilización de las inversiones en áreas de exploración y producción. Los estudios geológicos y geofísicos se registran al gasto cuando se incurren, antes del descubrimiento de reservas probadas. Los costos de adquisición y exploración son capitalizados hasta el momento en que se determine si la perforación de exploración resultó exitosa o no; de ser no exitosa, todos los costos incurridos son cargados al gasto. Cuando un proyecto es aprobado para desarrollo, el valor acumulado de los costos de adquisición y exploración se clasifican en la cuenta de inversiones petrolíferas. Los costos capitalizados también incluyen el costo del retiro de activos. Los saldos activos y pasivos correspondientes a los costos de retiro de activos son actualizados semestralmente. Los equipos de producción y apoyo se contabilizan con base en su costo histórico y hacen parte de las propiedades, plantas y equipos sujetos a depreciación.

Las inversiones petrolíferas se amortizan aplicando el método de unidades técnicas de producción sobre la base de las reservas probadas desarrolladas por campo, sin regalías, estimadas al 31 de diciembre del año inmediatamente anterior. La amortización cargada a resultados se ajusta en el cierre del mes de diciembre recalculando el DD&A (Depletion, Depreciation and Amortization, por sus siglas en inglés), desde el 1 de enero del año corriente con base en el estudio de reservas actualizado al fin del año corriente.

Ecopetrol S.A. tiene establecido un proceso corporativo de reservas, a cargo del Grupo de Control de Reservas que reporta directamente a la Vicepresidencia Corporativa de Finanzas. Las reservas son auditadas por consultores externos reconocidos internacionalmente y aprobados por el Comité de Reservas de la Empresa. Las reservas probadas se refieren a las cantidades estimadas de petróleo crudo y gas natural demostradas por los datos geológicos y de ingeniería que

poseen un nivel de recuperación razonable durante los años siguientes frente a las reservas conocidas, bajo las condiciones económicas y de operación vigentes, esto es, con la aplicación de los precios y costos de la fecha en que se hacen los estimados.

Desde que Ecopetrol se convirtió en emisor en la Bolsa de Valores de Colombia (BVC) y en la Bolsa de Nueva York (NYSE), la Empresa ha aplicado la metodología aprobada por la SEC (Securities Exchange Commission) para la estimación de reservas. Bajo esta metodología el precio de referencia es el promedio aritmético del precio de crudo del WTI de los últimos doce (12) meses.

Cuando se determina que un pozo ubicado en una zona de exploración no posee reservas probadas se clasifica como un pozo seco o no comercial y los costos acumulados del mismo son llevados al gasto en el mismo período en que esto se determina.

La estimación de reservas de hidrocarburos está sujeta a varias incertidumbres inherentes a la determinación de las reservas probadas, las tasas de recuperación de producción, la oportunidad con que se efectúan las inversiones para desarrollar los yacimientos y el grado de maduración de los campos.

**(nn) Cargos Diferidos**

Los cargos diferidos incluyen el impuesto de renta diferido, el cual corresponde al impuesto de renta originado en las diferencias temporales entre la base para determinar la utilidad comercial y la renta líquida gravable de cada período.

**(oo) Otros Activos**

Incluye el crédito mercantil, que corresponde a la diferencia entre el valor de compra de las inversiones patrimoniales en entidades controladas o bajo control conjunto y su valor intrínseco, el cual refleja los beneficios económicos que se esperan tener de la inversión, originados en buen nombre, personal especializado, reputación de crédito privilegiado, prestigio por vender mejores productos y servicios, localización favorable y expectativas de nuevos negocios, entre otros.

El crédito mercantil es amortizado con base en el método de línea recta durante el plazo en que se espera recuperar la inversión. Al cierre de cada período contable, Ecopetrol debe evaluar el crédito mercantil a efectos de verificar si las condiciones de generación de beneficios económicos futuros se mantienen; en caso contrario, debe proceder al retiro de este activo. Si el valor en libros de la inversión patrimonial más el valor en libros del crédito mercantil que incluye su costo histórico conjugado con todos los ajustes de precio y las amortizaciones es superior al valor de mercado, por la diferencia se procede al retiro de este activo en el respectivo período, con cargo a resultados, revelando las razones que fundamentaron tal decisión.

Los activos intangibles por software, licencias y patentes se reconocen por su costo de adquisición, desarrollo o producción. Los intangibles se amortizan por el método de línea recta durante los períodos en los cuales se espera percibir los beneficios de los costos y gastos incurridos o la duración del amparo legal o contractual de los derechos otorgados.

**(pp) Valorizaciones**

a. Inversiones

Las valorizaciones corresponden a las diferencias entre el valor neto en libros y su valor intrínseco o su precio de cotización en la Bolsa de Valores.

b. Propiedades, planta y equipos

Las valorizaciones y el superávit por valorizaciones de propiedades, planta y equipo, corresponden a la diferencia entre el costo neto en libros y el valor de

mercado para los bienes raíces o el valor actual en uso (VAU) para planta y equipo, determinado por peritos inscritos en la lonja de propiedad raíz o por personal técnico idóneo, según el caso.

La metodología utilizada para el avalúo de planta y equipo es el valor actual en uso (VAU), para negocios en marcha, para la valoración económica de los bienes, considerando las condiciones actuales de instalación y su vida útil en condiciones de producción y generación de ingresos.

No es obligatoria la actualización de los bienes muebles, cuyo costo histórico, individualmente considerado, sea inferior a 35 salarios mínimos mensuales legales vigentes, ni las propiedades, planta y equipo ubicadas en zona de alto riesgo.

**(qq) Obligaciones Financieras**

Las operaciones de crédito público corresponden a los actos o contratos que, de conformidad con las disposiciones legales sobre crédito público, tienen por objeto dotar a la Empresa de recursos, bienes y servicios, con plazo para su pago, tales como empréstitos, emisiones y colocación de bonos y títulos de deuda pública, y crédito de proveedores.

Tratándose de préstamos, las operaciones de crédito público deben reconocerse por el valor desembolsado; los bonos y títulos colocados se reconocen por su valor nominal. Los costos de emisión son llevados directamente al gasto.

**(rr) Cuentas por Pagar - Proveedores**

Corresponden a las obligaciones adquiridas por Ecopetrol con terceros, relacionadas con el desarrollo de su objeto social.

**(ss) Impuesto sobre la Renta**

La provisión de impuesto de renta para el cierre del año se calculó aplicando a la utilidad contable antes de impuestos la tasa efectiva de tributación determinada con base en la conciliación de la utilidad comercial con la renta líquida gravable.

El efecto de las diferencias temporales que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, se contabiliza como impuesto diferido activo o pasivo, según corresponda, siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el caso del impuesto diferido activo, o se generan suficientes rentas gravables para recuperar el impuesto respecto del impuesto diferido pasivo. El impuesto diferido es calculado a la tasa del 33%.

**(tt) Obligaciones Laborales y Pensionales**

El régimen salarial y prestacional para el personal de Ecopetrol se rige por la Convención Colectiva de Trabajo, el Acuerdo 01 de 1977 y, en su defecto, por el Código Sustantivo de Trabajo. Además de las prestaciones legales, los empleados de Ecopetrol tienen derecho a los beneficios adicionales convenidos, los cuales dependen tanto del lugar, clase de trabajo, tiempo de servicio, como del salario básico. Se reconocen intereses al 12% anual sobre los montos acumulados por cesantías a favor de cada trabajador y se prevé el pago de indemnizaciones cuando se presenten circunstancias especiales que den lugar a la terminación del contrato, sin justa causa, y en períodos diferentes al de prueba.

El cálculo actuarial incluye empleados activos, según se describe en los párrafos siguientes, con contrato a término indefinido, jubilados y herederos, para los conceptos de pensiones, salud y educación; igualmente, incluye los bonos pensionales para los empleados temporales, empleados activos y jubilaciones voluntarias. Es importante tener en cuenta que salud y educación no hacen parte de los pasivos pensionales, estos forman parte de las obligaciones prestacionales.

Todas las prestaciones sociales de empleados ingresados con anterioridad a 1990

son responsabilidad de Ecopetrol sin intervención de organismo o institución de seguridad social. El costo de los servicios de salud del empleado y de sus familiares inscritos a cargo de la Empresa se determina mediante la tabla de morbilidad, preparada con base en los hechos acaecidos durante 2011. Igualmente, se considera la experiencia de Ecopetrol para el cálculo de los auxilios educacionales, en función del costo promedio anual de cada uno de los negocios, subdivididos de acuerdo con la clase de estudios: preescolar, primaria, bachillerato y universidad.

Para los trabajadores que ingresaron a partir de la vigencia de la Ley 50 de 1990, la Empresa hace aportes periódicos para cesantías, pensiones y riesgos profesionales a los respectivos fondos que asumen en su totalidad estas obligaciones. Igualmente, la Ley 797 del 29 de enero de 2003, determinó que a los trabajadores de Ecopetrol que ingresaron a partir de esa fecha se les aplicará lo dispuesto en el Régimen General de Pensiones.

Por virtud del Acto Legislativo 01 de 2005, sancionado por el Congreso de la República, el 31 de julio de 2010, expiraron en Colombia los regímenes de pensiones exceptuados del Sistema General de Seguridad; de acuerdo con lo allí establecido, el pronunciamiento jurídico del Ministerio de la Protección Social sobre la materia y el análisis de los asesores laborales de Ecopetrol, se concluyó que quienes antes del 1° de agosto de 2010 cumplieron los requisitos de edad y tiempo de servicio, continuo o discontinuo, exigidos por la ley, la Convención Colectiva de Trabajo vigente y/o el Acuerdo 01 de 1977, consolidaron su derecho a la pensión; mientras que los demás trabajadores que no quedaron cubiertos ingresan obligatoriamente al Sistema General de Pensiones y será la administradora de pensiones (ISS o Fondo Privado de Pensiones) escogida por el trabajador, la encargada de reconocer y pagar la respectiva pensión.

Siguiendo lo establecido en el Decreto 941 de 2002, una vez aprobado el cálculo actuarial por parte del Ministerio de Hacienda en octubre de 2008 y aprobado el mecanismo por parte del Ministerio de Protección Social, mediante acto administrativo del 29 de diciembre de 2008, la Empresa conmutó parcialmente el valor correspondiente a mesadas de su pasivo pensional, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional (PAP). Los fondos trasladados, al igual que sus rendimientos, no pueden cambiar su destinación ni ser reintegrados a la Empresa hasta que se hayan cumplido todas las obligaciones pensionales.

La obligación conmutada cubre el pago de las mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación permanece dentro del pasivo laboral a cargo de Ecopetrol.

En caso de que los rendimientos de los patrimonios autónomos no sean suficientes para cubrir el 100% del valor del cálculo actuarial actualizado cada año, Ecopetrol deberá girar los recursos para completar el fondeo del pasivo pensional, toda vez que Ecopetrol continúa siendo responsable patrimonialmente por el pago del pasivo pensional conmutado.

Mediante la Resolución 1555 del 30 de julio 2010, la Superintendencia Financiera reemplazó las Tablas de Mortalidad utilizadas en la elaboración de los cálculos actuariales y estableció que el efecto del cambio en las mismas podría reconocerse en forma gradual. Posteriormente, el Decreto 4565 del 7 de diciembre de 2010, modificó las normas contables sobre amortización del cálculo actuarial vigentes hasta esa fecha. Conforme al nuevo decreto, las compañías que al 31 de diciembre de 2009 tenían amortizado el 100% de su cálculo actuarial, podrán amortizar de manera gradual el incremento en el cálculo actuarial de 2010 estimado, utilizando las nuevas Tablas de Mortalidad, hasta el año 2029.

Teniendo en cuenta lo anterior, durante el año 2010, Ecopetrol modificó su política contable de amortización del cálculo actuarial de mesadas pensionales, cuotas partes y bonos pensionales (pasivo conmutado) y de salud; y adoptó un plazo de 5 años a partir de 2010 para amortizar el incremento en el cálculo actuarial de 2010.

Hasta el 2009, el incremento del año en el cálculo actuarial se registraba como gasto del período porque el cálculo actuarial estaba amortizado al 100%.

**(uu) Anticipos Recibidos de Ecogas para Atender Obligaciones BOMT (Construcción, Operación, Mantenimiento y Transferencia)**

Derivado de la venta de Ecogas por parte del Gobierno Nacional y siguiendo instrucciones específicas de la Contaduría General de la Nación, la Empresa registró como ingreso diferido el valor presente neto del esquema de pagos futuros, en relación con la deuda de Ecopetrol con los contratistas BOMT. Dichos pasivos vencen en 2017, año en que culminan los pagos a las obligaciones con los contratistas.

**(vv) Compras de Hidrocarburos**

La Empresa compra hidrocarburos que la ANH recibe de toda la producción en Colombia, a precios establecidos según la sección cuarta de la Ley 756 de 2002 y la Resolución 18-1709 de 2003 del Ministerio de Minas y Energía, considerando los precios internacionales de referencia.

Adicionalmente, compra hidrocarburos tanto a socios como a otros productores en Colombia y en el exterior, con el objeto de cubrir las necesidades y planes operativos de la Empresa.

**(ww) Reconocimiento de Ingresos**

Los ingresos por las ventas de petróleo crudo y gas, se reconocen en el momento de la transferencia de dominio al comprador, contados sus riesgos y beneficios. En el caso de productos refinados y petroquímicos, los ingresos se reconocen cuando los productos son despachados por la refinería; posteriormente, son ajustados de acuerdo con los volúmenes efectivamente entregados. Los ingresos por servicios de transporte se reconocen cuando los productos son transportados y entregados al comprador conforme a los términos de la venta. En los demás casos, los ingresos se reconocen en el momento en que se han devengado y nace el derecho cierto, probable y cuantificable de exigir su pago.

El ingreso por intereses de mora en el recaudo de la cartera se reconoce atendiendo los principios de prudencia y realización.

En virtud de la normatividad vigente, Ecopetrol vende a precio regulado y el Gobierno Nacional reconoce a la Empresa el monto del subsidio de la gasolina motor corriente y ACPM, otorgado al consumidor local, el cual se genera por la sumatoria de las diferencias, para cada día del mes, entre el ingreso regulado al productor y el precio diario equivalente al referenciado al mercado del golfo de los Estados Unidos de América, calculado según su origen, y multiplicado por los volúmenes vendidos diariamente. La Resolución 182439 y el Decreto 4839 de diciembre de 2008 establecen el procedimiento de reconocimiento de subsidios en el caso de que éstos sean negativos (valor negativo entre el precio de paridad y el precio regulado).

En marzo de 2010, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 180522, la cual deroga las disposiciones que le sean contrarias a las Resoluciones 181496 de septiembre de 2008, 182439 del 30 de diciembre de 2008 y 180219 del 13 de febrero de 2009 y modifica las fórmulas de cálculo de los precios de referencia internacional de la gasolina motor y el ACPM.

**(xx) Costos de Ventas y Gastos**

Los costos son reconocidos por su valor histórico tanto para los bienes adquiridos para la venta, como para los costos de producción acumulados de los bienes producidos y los servicios prestados. Los costos son revelados acorde con la operación que lo genera.

Los gastos corresponden a montos requeridos para el desarrollo de la actividad ordinaria e incluyen los originados por situaciones de carácter extraordinario. Los

gastos son revelados de acuerdo con su naturaleza y la ocurrencia de eventos extraordinarios.

Los costos y gastos se reconocen al recibo de los bienes o servicios o cuando existe la certeza de la ocurrencia del hecho económico. Los faltantes y las pérdidas de combustible debido a hurtos y explosiones se registran como gastos no operacionales.

#### **(yy) Abandono de Campos**

La Empresa reconoce un pasivo estimado por obligaciones ambientales futuras y su contrapartida es un mayor valor de los activos de recursos naturales y del medio ambiente. La estimación incluye los costos de taponamiento y abandono de pozos, desmonte de facilidades y recuperación ambiental de áreas y pozos. Su amortización se imputa a los costos de producción, para lo cual se utiliza el método de unidades técnicas de producción, sobre la base de las reservas probadas desarrolladas remanentes. Los cambios resultantes de nuevas estimaciones del pasivo por abandono y restauración ambiental, son llevados al activo correspondiente.

Dependiendo de la extensión de ciertos contratos de asociación, los costos de abandono de campos son asumidos por los asociados en los mismos porcentajes de participación establecidos en cada contrato. Ecopetrol no ha asignado fondos para cubrir tales obligaciones con la excepción de los contratos de asociación de Casanare, Guajira, Tisquirama, Cravo Norte, y el oleoducto de Caño Limon-Coveñas; sin embargo, en la medida en que se generen actividades relacionadas con el abandono de campos, éstas serán cubiertas por la Empresa.

En el año 2010 se cambió la política de estimación del pasivo por costos de abandono, el cual se realiza en dólares y se pasó a pesos, en razón a que las erogaciones que se programan son en su mayoría en pesos (superior al 70%).

#### **(zz) Contabilización de Contingencias**

A la fecha de emisión de los estados financieros no consolidados pueden existir condiciones que resulten en pérdidas para la Empresa, pero que sólo se conocerán si en el futuro determinadas circunstancias se presentan. Dichas situaciones son evaluadas por la Administración, la Vicepresidencia Jurídica y los asesores legales en cuanto a su naturaleza, la probabilidad de que se materialicen y los importes involucrados, para decidir sobre los cambios a los montos aprovisionados y/o revelados. Este análisis incluye los procesos legales vigentes contra la Empresa.

La metodología aplicada para evaluar los procesos jurídicos y cualquier obligación contingente se fundamenta en el sistema de créditos de la Nación empleada por el Ministerio del Interior y de Justicia.

Se registra provisión para procesos judiciales cuando exista sentencia condenatoria de primera instancia o que el resultado de la valoración de riesgo corresponda a "Probable Perder".

#### **(aaa) Riesgos e Incertidumbres**

La Empresa está sujeta a ciertos riesgos de operación propios de la industria en Colombia, tales como terrorismo, hurtos de productos, cambios internacionales del precio del crudo, daños ambientales y variaciones en las estimaciones de reservas de hidrocarburos.

#### **(bbb) Utilidad Neta por Acción**

La utilidad neta por acción se calcula con base en el promedio anual ponderado de las acciones suscritas en circulación.

#### **(bb) Cuentas de Orden**

Las cuentas de orden deudoras y acreedoras representan la estimación de los hechos o circunstancias que pueden afectar la situación financiera, económica, social y ambiental de la Empresa. Así mismo, revelan el valor de los bienes, derechos y obligaciones que requieren ser controlados e incluyen, adicionalmente, las diferencias entre la información contable y la utilizada para propósitos tributarios.

## (2) **Activos y Pasivos Nominados en Moneda Extranjera**

Las operaciones y saldos en moneda extranjera se convierten a la tasa de cambio representativa del mercado certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia.

Al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, los estados financieros no consolidados de Ecopetrol incluyeron los siguientes activos y pasivos denominados en moneda extranjera (que se convierten a pesos colombianos a las tasas de cambio de cierre, \$1,942.70 y \$1,913.98 por US\$1, respectivamente).

	Diciembre 2011		Diciembre 2010	
	Miles de dólares	Millones de pesos equivalentes	Miles de dólares	Millones de pesos equivalentes
<b>Activos</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	491,591	955,015	511,107	978,248
Inversiones	7,277,716	14,138,420	4,475,588	8,566,185
Cuentas y documentos por cobrar	2,085,279	4,051,072	1,168,311	2,236,125
Anticipos, avances y depósitos	41,595	80,806	675,616	1,293,115
Otros activos	0	0	47,480	90,875
	<u>9,896,181</u>	<u>19,225,313</u>	<u>6,878,102</u>	<u>13,164,548</u>
<b>Pasivos</b>				
Obligaciones financieras	1,549,880	3,010,952	1,550,198	2,967,048
Pasivos estimados y provisiones	14,646	28,453	11,928	22,831
Cuentas por pagar y vinculados	986,693	1,916,848	1,190,448	2,278,493
Otros pasivos	348,293	676,628	417,951	799,950
	<u>2,899,512</u>	<u>5,632,881</u>	<u>3,170,525</u>	<u>6,068,322</u>
Posición neta activa	<u>6,996,669</u>	<u>13,592,432</u>	<u>3,707,577</u>	<u>7,096,226</u>

## (3) **Efectivo y Equivalentes de Efectivo**

El siguiente es un detalle del efectivo y equivalentes de efectivo:

	Diciembre 2011	Diciembre 2010
Bancos y corporaciones (1)	3,277,507	557,520
Fondos especiales (2)	1,025,144	555,694
Caja	392	372
Inversiones a la vista (3)	0	478,497

4,303,043

1,592,083

- (1) Corresponde a anticipos entregados por los socios para uso exclusivo en la operación conjunta por \$52,533 (2010 - \$11,217) y recursos propios de Ecopetrol por \$3,224,974 (2010 - \$546,303).
- (2) Incluye ahorros en fondos especiales en pesos y moneda extranjera por \$945,035 (2010 - \$400,795) e inversiones en operaciones overnight por \$80,109 (2010 - \$154,899).
- (3) Corresponde a Certificados de Depósito a Término (CDT) en moneda extranjera.

Para diciembre de 2010, el portafolio de capital de trabajo se consumió durante el mes, sin embargo, faltando pocos días para terminar el año se identificó que no todos los pagos programados se iban a ejecutar razón por la cual se procedió a invertir en CDT's US\$250 millones y pasar la vigencia fiscal con dichas inversiones.

Para el año 2011 la programación entre pagos esperados y realizados fue más precisa, razón por la cual no hubo excedentes significativos de vencimientos de CDTs, consumiéndose totalmente este tipo de inversiones en este mes.

#### (4) Inversiones

El siguiente es un detalle de las inversiones:

##### Corriente

##### Renta Fija

Depósitos a término	\$	191,204	-
Bonos y títulos de entidades privadas o del exterior		337,535	74,841
Bonos emitidos por el Gobierno Colombiano		398,958	-
Fondos de inversión administrados por terceros (1)		194,309	188,461
Fondo destinación específica – Contingencias legales		141,917	-
Títulos de tesorería – TES		-	1,463
Instrumentos financieros de cobertura		14	-

**Total corriente** 1,263,937 264,765

##### No corriente

##### Renta variable – Acciones (2)

##### Renta fija

Bonos y títulos de entidades del exterior		3,303,859	2,275,466
Bonos emitidos por el Gobierno Colombiano		859,631	642,449
Títulos de tesorería – TES		-	1,067,799
Fondo destinación específica – Contingencias legales		273,805	361,607

**Total no corriente** 17,353,028 12,336,060

- (1) El saldo incluye recursos recibidos de una subordinada para administrar su portafolio.

- (2) Renta variable – Acciones:

Inversiones reconocidas por el método del costo al 31 de diciembre de 2011:

Participación accionaria	Número de acciones y/o cuotas	Porcentaje participación	Fecha de valoración	Costo	Valor de mercado / intrínseco	Valorización / desvalorización
<b>No estratégicas</b>						
Empresa de Energía de Bogotá (1)	631,098,000	6.87	Diciembre	154,376	741,540	587,164

Interconexión Eléctrica S.A	58,925,480	5.32	Diciembre	69,549	659,966	590,417
<b>Total no estratégicas</b>				<b>223,925</b>	<b>1,401,506</b>	<b>1,177,581</b>

Inversiones reconocidas por el método del costo al 31 de diciembre de 2010:

Participación accionaria	Número de acciones y/o cuotas	Porcentaje participación	Fecha de valoración	Costo	Valor de mercado / intrínseco	Valorización / desvalorización
<b>No estratégicas</b>						
Empresa de Energía de Bogotá	6,310,980	7.35	Diciembre	169,421	1,101,266	931,845
Interconexión Eléctrica S.A	58,925,480	5.32	Diciembre	69,549	830,849	761,300
<b>Total no estratégicas</b>				<b>238,970</b>	<b>1,932,115</b>	<b>1,693,145</b>

Inversiones reconocidas por el método de participación patrimonial al 31 de diciembre de 2011:

Participación Accionaria	Número de acciones y/o cuotas	Porcentaje participación	Fecha de valoración	Costo histórico	Valor en libros	Efecto método de participación
<b>Influencia importante</b>						
Serviport S. A.	53,714,116	49.00	Noviembre	2,081	5,129	3,048
Ecodiesel Colombia S. A. (2)	10,500,000,000	50.00	Diciembre	10,500	10,681	181
Offshore International Group	250	50.00	Diciembre	408,517	493,171	84,653
Invercolsa S. A.	1,213,801,146	43.35	Noviembre	61,672	232,757	171,085
<b>Total</b>				<b>482,770</b>	<b>741,738</b>	<b>258,967</b>
<b>Controladas</b>						
Ecopetrol Capital AG ( )	1,000	100.00	Diciembre	189	(1,225)	(1,414)
Sociedad Refinería de Cartagena S. A. (4)	980,000	49.00	Diciembre	239,273	1,254,691	1,015,418
Ecopetrol del Perú S. A. (5)	114,562,439	100.00	Diciembre	228,260	68,413	(159,847)
Ecopetrol Oleo é Gás do Brasil Ltda. (6)	427,592,231	99.99	Diciembre	468,424	(16,507)	(484,931)
Ecopetrol America Inc. (7)	1	0.20	Diciembre	798,255	1,918	(796,337)
Polipropileno del Caribe S. A. (8)	206,910,325	49.90	Diciembre	259,699	327,463	67,764
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. (9)	360,739	54.80	Diciembre	401,035	397,081	(3,954)
ODL Finance S. A. (10)	65	65.00	Diciembre	351,331	440,541	89,210
Ecopetrol Transportation Investments	65,257,664	58.82	Diciembre	408,360	412,377	4,017
Oleoducto Central S. A. (11)	1,820,824	35.29	Diciembre	150,398	1,180,331	1,029,933
Oleoducto de Colombia S. A. (12)	15,925	43.85	Diciembre	181,569	199,786	18,217
Ecopetrol Transportation Company	146,240,313	100.00	Diciembre	461,809	1,236,657	774,848
Equion Energía Limited (13)	114,836,072	51.00	Diciembre	453,430	1,131,547	678,117
Ecopetrol Global Capital (14)	3,100	100.00	Diciembre	122	8	(114)
Hocol Petroleum Limited (15)	12,000	100.00	Diciembre	1,020,378	2,278,582	1,258,204
Andean Chemicals Limited (16)	645,707,273	100.00	Diciembre	1,592,063	1,829,730	237,667
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	1,004,000	100.00	Diciembre	1,306,859	957,103	(349,756)
Black Gold Re Limited	120,000	100.00	Diciembre	184,079	251,574	67,495
<b>Total</b>				<b>8,505,533</b>	<b>11,950,070</b>	<b>3,444,537</b>



Inversiones reconocidas por el método de participación patrimonial al 31 de diciembre de 2010:

<b>PARTICIPACION ACCIONARIA</b>	<b>Número de acciones y/o cuotas</b>	<b>Porcentaje participación</b>	<b>Fecha de valoración al 2010</b>	<b>Costo histórico</b>	<b>Valor en libros</b>	<b>Efecto método de participación</b>
<b>Influencia importante</b>						
Serviport S. A.	53,714,116	49.00	Noviembre	2,081	7,181	5,100
Ecodiesel Colombia S. A.	10,500,000	50.00	Noviembre	10,500	11,706	1,206
Offshore International Group	250	50.00	Diciembre	404,664	390,479	(14,185)
Invercolsa S. A.	889,410,047	31.76	Noviembre	60,282	170,522	110,242
<b>Total</b>				<b>477,527</b>	<b>579,888</b>	<b>102,363</b>
<b>Controladas</b>						
Sociedad Refinería de Cartagena S. A.	980,000	49.00	Diciembre	239,273	1,335,549	1,096,276
Black Gold Re Limited	120,000	100.00	Diciembre	184,079	223,215	39,136
94,562,48						
Ecopetrol del Perú S. A.	4	99.99	Diciembre	189,841	45,757	(144,084)
Ecopetrol Oleo é Gás do Brasil Ltda.	402,304,544	99.99	Diciembre	468,424	119,533	(348,891)
Ecopetrol America Inc.	1	0.20	Diciembre	666,033	1,847	(664,186)
206,910,3						
Polipropileno del Caribe S. A.	30,029,494	49.89	Diciembre	259,699	317,392	57,693
Andean Chemicals Limited	4	100.00	Diciembre	363,907	717,169	353,262
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	275,000	54.80	Diciembre	305,718	296,613	(9,105)
ODL Finance S. A.	65	65.00	Diciembre	252,376	285,648	33,272
Oleoducto Central S. A.	1,820,824	35.29	Diciembre	150,398	204,877	54,479
Ecopetrol Transportation Company	146,240,313	100.00	Diciembre	461,809	541,026	79,216
Oleoducto de Colombia S. A.	15,925	43.85	Diciembre	181,569	122,082	(59,487)
1,306,85						
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	1,004,000	100.00	Diciembre	9	921,823	(385,036)
1,020,37						
Hocol Petroleum Limited	12,000	100.00	Diciembre	8	4	615,936
Ecopetrol Transportation Investments	65,257,664	58.82	Diciembre	408,360	400,829	(7,531)
Ecopetrol Capital AG	1,000	100.00	Diciembre	203	205	3
<b>Total</b>				<b>6,458,926</b>	<b>7,169,879</b>	<b>710,953</b>

Sobre las inversiones que Ecopetrol posee en BioenergyS.A., Ecopetrol Pipelines International Limited, Compounding and Masterbatching Industry Ltda. y Homcol Cayman Inc, no se aplica método de participación ya que no se tiene participación directa sobre estas compañías. La participación se tiene a través de otras subordinadas, las cuales son las que aplican el método sobre dichas compañías.

Así mismo, no se aplica método de participación patrimonial sobre las inversiones de Ecopetrol en Interconexión Eléctrica S.A. y Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP, debido a que la participación es inferior al 10% y no se tiene control o influencia significativa sobre éstas compañías. Para dichas compañías se aplica el método del costo.

A continuación se describen los eventos más destacados de los años 2011 y 2010 en cada compañía

- (1) Empresa de Energía de Bogotá (EEB) S.A. E.S.P.

Durante el último trimestre del año 2011, la acción de la EEB perdió cerca de COP\$160 /acción, lo que generó que se presentara una pérdida para Ecopetrol cercana a los COP\$141.997 como consecuencia de la desvalorización de la acción.

(2) Ecodiesel Colombia S.A.

Año 2011

Se comercializaron un total de 99,9 mil toneladas de biodiesel durante el 2011. El 21% fue vendido a mayoristas mientras el restante 79% a la Refinería de Barrancabermeja para su proceso de mezcla. Se alcanzaron Ingresos por \$291,000, posicionándose como un actor importante en la cadena de biodiesel.

Año 2010

Ecodiesel inició operaciones en junio de 2010. Durante el segundo semestre comercializó aproximadamente 38.050 toneladas de biodiesel, de los cuales 30.500 toneladas tuvieron como destino la Refinería de Barrancabermeja, para el proceso de mezcla al 2% con diesel regular.

(3) Ecopetrol Capital AG.

Año 2011

Durante el año 2011 Ecopetrol Capital AG otorgó créditos a compañías del grupo empresarial por US\$725 millones de dólares que generaron ingresos por intereses de US\$4.8 millones. Adicionalmente se recibieron préstamos de las empresas del grupo por US\$957 millones con unos intereses de US\$6.1 millones.

Año 2010

Ecopetrol S. A. constituyó la filial Ecopetrol Capital AG., en la cual posee el 100% de la participación accionaria. La compañía fue incorporada en Zurich, Suiza. Se espera que una vez registrada ante el Banco de la República, esta filial opere como entidad financiera del exterior.

(4) Refinería de Cartagena S.A.

Año 2011

Al cierre de 2011 se ejecutaron US\$2.153 millones en el proyecto de expansión de la refinería. El 30 de diciembre se realizó el cierre de la financiación por US\$3.500 millones para el proyecto.

La actual refinería superó en cumplimiento el plan de operaciones, vendiendo 35,9 millones de barriles de productos, aprovechando los altos márgenes presentados durante los 3 primeros trimestres del año.

Año 2010

El 15 de junio de 2010, se firmó el contrato EPC (Engineering procurement and construction) del Proyecto de ampliación y modernización de la refinería con Chicago Bridge & Iron (CB&I); se estima que la fecha de terminación de la ampliación y modernización de la planta será el 28 de febrero de 2013.

Se obtuvieron los seguros para la construcción y operación de la Refinería; la prima de US\$28,5 millones fue reconocida en los estados financieros de la Refinería.

(5) Ecopetrol del Perú S. A.

Año 2011

En septiembre de 2011, se firmó el contrato de Licencia con Perupetro del Bloque

179 (100% ECP) en la Cuenca Marañón, lo cual da inicio a la primera operación directa de Ecopetrol en el exterior.

En diciembre de 2011 se presentó una variación del capital de la compañía del 17% producto de la capitalización de US\$20 millones.

Año 2010

El gobierno del Perú autorizó la cesión a Ecopetrol del Perú S. A. para la exploración y explotación del 25% del Bloque 117, ubicado en la Cuenca de Marañón en la frontera con Colombia, dentro de la provincia de Maynas.

Actualmente el bloque es operado por la compañía Petrobras que mantiene el 50% y el 25% adicional está en poder de Inpex North Perú Ltd.

Durante el año 2010, Ecopetrol S. A. ha efectuado capitalizaciones en la filial por valor de US\$41,2 millones.

En Octubre de 2010, Talisman (Perú) Ltd, Sucursal Peruana, informó que los últimos estudios técnicos realizados en el proyecto Runtusapa del lote 101, no fueron exitosos y confirmaron la no existencia de hidrocarburos en la zona de perforación (pozo seco); así mismo en julio de 2010, Petrobras Energía Perú S. A., informó que los resultados sobre estudios geotécnicos realizados no mostraban materialidad en el Lote 110, por lo cual se acordó suspender las actividades en dichas zonas. Como consecuencia de esta situación, la compañía castigó con cargo a resultados del año 2010, los gastos de exploración incurridos a esa fecha por US\$21,9 millones.

(6) Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda.

Año 2011

Se realizó la perforación de dos pozos exploratorios con un costo de US\$28 millones en consorcio con Petrobras y ONGC, con resultados no exitosos y se inició a finales del último trimestre de 2011 la perforación del pozo delimitador de Itauna en asocio con Anadarko.

Año 2010

El comité directivo de la Agencia de Hidrocarburos de Brasil ANP en su cesión del 4 de Mayo aprobó la operación en la cual establece que Ecopetrol Oleo e Gas do Brasil Ltda. tendrá una participación del 30% en la concesión BM-ES-30, cuyo operador es la compañía Hess Brasil, que mantiene un 30 % del interés; el 40% restante está en poder de la compañía Repsol Brasil S. A.

Durante el año 2010, Ecopetrol S. A. ha efectuado capitalizaciones en la filial por valor de US\$164,6 millones.

En Septiembre de 2010 se reconoció a MALBEC del bloque BM ES 29 como pozo seco. El costo total del pozo fue de US\$240 millones y el costo asumido por Ecopetrol Oleo e Gas do Brasil Ltda. de US\$87,1 millones. La participación en el bloque es del 30%.

Ecopetrol y Anadarko confirmaron presencia de hidrocarburos en Brasil en el pozo Itaúna correspondiente al bloque BM-C-29 en el cual Ecopetrol, a través de su filial en Brasil, es socio con una participación del 50%. Estimaciones y desarrollos futuros estarán sujetos a los datos adicionales que se obtengan durante las labores de exploración que se desarrollarán en el bloque durante los próximos meses.

(7) Ecopetrol America Inc. (EAI)

Año 2011

Se perforaron los dos pozos exploratorios Cobra y Logan, este último evidenció presencia de hidrocarburos en el cual se tiene una participación del 20%.

La filial presentó las mejores propuestas para 7 bloques ofrecidos en la ronda “Oil & Gas Lease Sale 218”, con una participación en todos los bloques del 100% y un área de 163 km<sup>2</sup> ubicados en la parte occidental de la Costa del Golfo.

Actualmente la filial tiene participación del 9,21% en el activo K2 con una producción neta de dos mil barriles promedio día; este ha presentado un comportamiento sostenido en los últimos dos años.

Inició su operación como operador logístico generando ingresos por este servicio de US\$13 millones.

Se presentó una variación en la prima en colocación de acciones de la compañía del 10% por valor de US\$118,4 millones, producto de la capitalización.

#### Año 2010

El gobierno de EEUU emitió en mayo la moratoria de perforación en aguas profundas por seis meses, debido al vertido en el Golfo de México provocado por un accidente en una plataforma de BP. Esta moratoria afecta las perforaciones planeadas de los pozos Cobra (costo estimado US\$46,8 millones) y Logan (costo estimado US\$49,6 millones).

Ecopetrol S. A. efectuó capitalizaciones en la filial por valor de US\$186,5 millones.

Así mismo, se alcanzó en balance US\$155 millones dentro de la actividad exploratoria, lo cual incluye 5 pozos con un costo de US\$134 millones.

Se castigó la participación en el contrato con Statoil lo correspondiente al campo Krakatoa por US\$117,4 millones.

Los pozos Palomino en asociación con Eni (costo total incurrido US\$62,4 millones) y Saluki en asociación con Newfield (costo total incurrido US\$58,6 millones) fueron declarados no exitosos. Los costos totales incurridos fueron registrados con cargo a los resultados de la filial.

#### (8) Polipropileno del Caribe S. A.

##### Año 2011

Durante el año 2011, las ventas sumaron \$1.481,700 correspondientes a 389.727 toneladas de producto, de las cuales 215.625 toneladas fueron exportadas, 161.083 toneladas vendidas en el mercado nacional y 13.019 toneladas correspondientes a la comercialización de producto de COMAI.

##### Año 2010

Las ventas de la compañía aumentaron un 3.8%, al pasar de 390 mil toneladas en 2009 a 403 mil toneladas en 2010. El margen bruto aumento 9% de U\$ 232 por tonelada a U\$249.

Como parte del desarrollo del negocio petroquímico del grupo empresarial, Propilco finalizó su proyecto 500 mil toneladas/año en 2010. Adicionalmente completo la ampliación de Latorre de purificación de propileno de COMAI(Subordinada 100% controlada por propilco), la cual paso de una capacidad de 180 mil toneladas por año a 330 mil toneladas.

La empresa registro un EBITDA de \$99 mil millones y una utilidad neta de \$64 mil millones 33 % más que el año anterior.

#### (9) Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.

Año 2011

En el mes de diciembre, se aprobó la emisión de 156,448 acciones por valor de \$173.925 millones de los cuales \$1.564 corresponden a capital suscrito y pagado y 172.361 millones corresponden a prima en colocación de acciones.

Año 2010

En agosto, se constituyó el Oleoducto Bicentenario de Colombia SAS con un capital total de \$10 millones, en el cual Ecopetrol S. A. tiene una participación directa e indirecta del 55% cuyo objeto social principal es diseñar, construir, ser propietaria, operar, mantener y explotar comercialmente un oleoducto de uso privado en Colombia.

(10) ODL Finance S. A.

Año 2011

Durante el 2011 la compañía obtuvo ingresos por un total de \$380.481 correspondientes en su mayoría a lo obtenido por el transporte de 76 millones barriles de crudo a lo largo del año.

Año 2010

El 21 de mayo ODL firmó un Contrato de Crédito por \$800,000 con el Grupo Aval; estos recursos fueron destinados a prepagar el crédito por \$520,000 millones adquirido con Grupo Aval en 2009, y a financiar los proyectos de expansión del Oleoducto así como la construcción de la Línea el Viento-Cusiana. El desembolso de recursos se realizó el 1 de junio.

(11) Oleoducto Central S. A.

Año 2011

Durante el 2011 la compañía obtuvo ingresos de \$ 857.314 millones correspondientes en su mayoría a lo obtenido por el transporte de 205 millones de barriles de crudo a lo largo del año. Al cierre del año se realizó avalúo técnico de las propiedades planta y equipo generando una valorización de \$2.818.520 millones.

Año 2010

El 25 de mayo la Asamblea de Accionistas de Ocesa aprobó el proceso de escisión, de una parte de los activos corrientes (caja y cuentas por cobrar), hacia tres compañías nuevas (una por cada socio) por \$1,157 millardos de los cuales \$694 millardos correspondientes a la participación de Ecopetrol S. A. fueron destinados a la creación de Ecopetrol Transportation Investment (ver punto 13). La participación directa e indirecta de Ecopetrol S. A. en Ocesa continúa en el 60%.

(12) Oleoducto de Colombia S. A.

Año 2011

En 2011 la compañía obtuvo ingresos de \$92.997 millones correspondientes al transporte de crudo y a las actividades de trasiego principalmente. Durante este año se transportaron 70 millones de barriles. Al cierre del año se realizó avalúo técnico de las propiedades planta y equipo generando una valorización de \$387.090 millones.

Año 2010

Como resultado de la compra de Hocol, la participación de Ecopetrol el ODC paso de 43,85% a 65.57%, convirtiéndose de esta manera en el socio mayoritario de la compañía. Durante 2010 ODC aumento el volumen transportado en 18%, al pasar de 159Kbpd a 187 Kbpd, de los cuales Ecopetrol transporto en promedio el 50%.

(13) Equión Energía Limited

Luego de obtener las autorizaciones respectivas, Ecopetrol y Talismán Colombia Holdco Limited completaron el 24 de enero de 2011 la adquisición de BP Exploration Company Colombia Limited, transacción que se perfeccionó por US\$1,750 millones. Ecopetrol tiene el 51% de la nueva sociedad y Talismán el restante 49%.

En 2011 la filial alcanzó una producción neta, antes de descontar regalías, de 33,4 mil barriles promedio día; la mayor parte proviene de los contratos de Piedemonte y Cusiana que se caracterizan por la generación de crudo, gas y condensados.

Se perforaron 3 pozos de desarrollo en Piedemonte con buena contribución incremental en producción.

El portafolio de la filial se concentra en desarrollo del área de Casanare y se está complementando con actividad exploratoria en la costa Caribe.

(14) Ecopetrol Global Capital SL

Ecopetrol constituyó la sociedad Ecopetrol Global Capital SL en enero de 2011, en la cual posee directamente el 100% de participación accionaria. La Compañía fue domiciliada en Madrid (España), y opera como entidad tenedora de valores extranjeros en España.

(15) Hocol Petroleum Ltd.

Año 2011

Se logró una producción antes de descontar regalías, de 30,7 mil barriles promedio día; proveniente en mayor parte de los campos Ocelote y San Francisco.

Se realizaron inversiones de desarrollo por US\$140 millones, y una campaña exploratoria de 10 pozos con resultados positivos en CPO 17, CPO16 y Bonga.

La utilidad neta fue de US\$ 262 millones.

Año 2010

En Junio, la Compañía presentó ofertas por 5 bloques en la Ronda Colombia 2010, equivalentes a 6,000 Km<sup>2</sup> de terreno, los cuales se encuentran pendiente de firma con la ANH (VIM 6, CPO 16, VSM 9, LLA 13, LLA 39).

En agosto 2010 se registró el abandono definitivo de los pozos exploratorios: Cascabel, Ensueño y Papaya. En septiembre 2010 se abandonó un pozo de la asociación Saman con un costo total para Hocol de de US\$ 9 millones.

(16) Andean Chemicals Limited

Año 2011

En el mes de diciembre Ecopetrol S.A. capitalizó el préstamo que había realizado a Andean en el año 2009 para la compra de la Sociedad Refinería de Cartagena S.A. por un valor total de US\$615.7 millones.

Bioenergy, una compañía filial, al 31 de diciembre de 2011 había ejecutado la suma de \$ 163.400 correspondientes a un avance del proyecto de 19%. Durante el año se avanzó en la siembra de 1.437 hectáreas de caña de azúcar, se estima la entrada en operación del proyecto para el primer trimestre de 2013.

Año 2010

Durante el año 2010 se realizaron capitalizaciones en Bioenergy por US\$25,2 millones, a través de las cuales, Ecopetrol aumentó su participación indirecta en esta sociedad al 88.5978%.

Se recibieron pagos por concepto de dividendos decretados por Propilco por US\$11,9 millones.

Durante el año 2010, Ecopetrol S. A. ha efectuado capitalizaciones en la filial por valor de US\$9,2 millones.

**Restricciones sobre las inversiones a largo plazo – Renta variable:**

- Dentro de los avances del proceso jurídico de INVERCOLSA, a 31 de diciembre de 2011, se destaca la concesión del recurso de casación por parte del Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá y la fijación de una caución por un monto de: \$4.354, la cual fue consignada en el Banco Agrario de Colombia, suspendiéndose el cumplimiento de la sentencia emitida el 11 de enero de 2011. Desde el 14 de diciembre de 2011 se encuentra el recurso de casación en el Despacho del Magistrado Ponente para fines de la admisión del mismo. Cabe recordar que la sentencia de apelación del 11 de enero de 2011, ordenó: i) Anular la compra de las 145,000,000 acciones de Invercolsa efectuada por Fernando Londoño Hoyos, ii) Inscribir en el libro de accionistas la cancelación de dicha adquisición, incluyendo la prenda a favor de los Bancos del Pacífico Colombia y Panamá; y la dación en pago de las acciones de Arrendadora Financiera Internacional Bolivariana S.A., iii) Inscribir en el libro de accionistas a favor de Ecopetrol el número de acciones y expedir los respectivos títulos, como si nunca se hubiere realizado la venta.
- En los meses de octubre y noviembre de 2011, se recibieron la tercera y cuarta cuotas, respectivamente, de los dividendos decretados en marzo de 2011.

La actividad económica y resultado neto de los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, para las entidades en las que Ecopetrol tiene inversiones son:

<b>Compañía</b>	<b>Actividad Económica</b>	<b>Utilidad (pérdida) neta a diciembre de 2011</b>	<b>Utilidad (pérdida) neta a diciembre 2010</b>
Interconexión Eléctrica S. A. (3)	Operación, mantenimiento, transmisión y comercialización de energía eléctrica.	336,776	305,496
Empresa de Energía de Bogotá S. A. E.S.P (1)	Transmisión energía eléctrica	226,124	1,074,394
Sociedad Refinería de Cartagena S. A. (3)	Refinación, comercialización y distribución de hidrocarburos.	(161,993)	(305,187)
Oleoducto Central S. A. – Ocesa (3)	Transporte por ductos de petróleo crudo	-	277,468
Invercolsa S. A. (4)	Inversiones en sociedades del sector energético incluyendo actividades propias de la industria y el comercio de hidrocarburos y de la minería.	138,311	87,755
Oleoducto de Colombia S. A (3)	Transporte por ductos de petróleo crudo	(8,101)	(6,052)

Serviport S. A. (4)	Servicios para el apoyo de cargue y descargue de naves petroleras, suministro de equipos para el mismo propósito, inspecciones técnicas y mediciones de carga.	(750)	(1,637)
(*) Ecodiesel Colombia S. A. (3)	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleoquímicos.	-	2,073
Black Gold & Re Ltd. (3) (2)	Reaseguradora de Ecopetrol y sus subordinadas.	24,350	12,215
Polipropileno del Caribe S. A. (3)	Producción y comercialización de resina de polipropileno.	31,827	65,439
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda. (3) (2)	Exploración y explotación de hidrocarburos.	(128,537)	(211,460)
(*) Ecopetrol América Inc. (3) (2)	Exploración y explotación de hidrocarburos.	(197,372)	(543,198)
		<b>Utilidad (pérdida) neta a diciembre de 2011</b>	<b>Utilidad (pérdida) neta a diciembre 2010</b>
<b>Compañía</b>	<b>Actividad Económica</b>		
Ecopetrol del Perú S. A. (3) (2)	Exploración y explotación de hidrocarburos.	(15,914)	(94,920)
ODL- Finance (3)	Transporte por ductos de petróleo crudo.	82,046	18,553
Andean Chemicals Limited (3) (2)	Vehículo de inversión.	(109,746)	(169,511)
Hocol Petroleum Limited (3)	Exploración y producción de hidrocarburos	629,920	232,762
Offshore International Group (3)	Exploración, desarrollo, producción y procesamiento de hidrocarburos	155,743	109,283
Ecopetrol Transportation Company (3) (2)	Vehículo de inversión.	5,541	70,540
Ecopetrol Global Energy (3) (2)	Vehículo de inversión en España	(196,479)	(542,949)

Ecopetrol Transportation Investments (3) (2)	Vehículo de inversión.	9,029	(18)
Ecopetrol Capital AG (3) (2)	Financiación, Liquidación de Financiaciones de sociedades de grupos o cualquier tipo de empresa y toda actividad que esté en relación con ella.	(1,440)	-
(*) Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. (3)	Construir y operar un oleoducto para asegurar la exportación de excedentes de producción de petróleo proveniente de la región de los llanos.	(3,501)	(16,615)
Equión Energía Limited (3) (5)	Exploración y producción de hidrocarburos.	426,454	-
(1)	Información a septiembre de 2011		
(2)	Calculado a la TRM promedio de cada mes		
(3)	Información a diciembre de 2011		
(4)	Información a noviembre de 2011		
(5)	Sociedad adquirida en 2011		

(\*) Entidades en etapa preoperativa y/o actividades de exploración

Las filiales (entidades en las que Ecopetrol posee más del 50% de participación), al 31 de diciembre de 2011 presentan los siguientes saldos:

<b>Compañía</b>	<b>Activos</b>	<b>Pasivos</b>	<b>Patrimonio</b>	<b>Resultados del periodo</b>
	3,014,22			
Hocol Petroleum Limited	7	735,644	2,278,583	629,920
ODL Finance S. A.	2,141,36	1,463,60	677,755	82,046
	0	5		
Andean Chemicals Limited	1,852,97	23,248	1,829,730	(109,746)
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	8	776,390	723,425	(3,501)
	1,499,81	1,872,12		
Ecopetrol Capital AG	5	7	(1,225)	(1,440)
	1,870,90			
Equion Energía Limited	2	954,496	2,218,746	426,454
Ecopetrol Global Capital	3,173,24	0	8	0
Ecopetrol Global Energy	8	11	957,103	(196,479)
Ecopetrol Transportation Investments	957,114	68	701,083	9,029
	701,151			
Ecopetrol Transportation Company	1,236,62	0	1,236,623	5,541
Black Gold Re Ltd	3	37,296	251,574	24,350
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	288,870	257,838	(16,507)	(128,537)
	241,331	5,226	68,412	(15,914)
Ecopetrol del Perú S. A.	73,638			

Las filiales de Ecopetrol al 31 de diciembre de 2010 presentan los siguientes saldos:

<b>Compañía</b>	<b>Activos</b>	<b>Pasivos</b>	<b>Patrimonio</b>	<b>Resultados del período</b>
	2,348,365			
Hocol Petroleum Limited	1,878,085	712,051	1,636,314	232,762
Andean Chemicals Limited	1,854,165	1,160,916	717,169	(169,511)
ODL Finance S. A.	922,215	1,414,707	439,458	18,553
Ecopetrol Global Energy		392	921,823	(542,949)
Ecopetrol Transportation Investments	681,468	18	681,450	(18)
Ecopetrol Transportation Company	541,026	-	541,026	70,540
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	271,960	1,105	270,855	(16,615)
Ecopetrol Capital AG	254,095	253,890	205	-
Black Gold Re Ltd	236,143	12,928	223,215	12,215
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	153,490	33,957	119,533	(211,460)
Ecopetrol del Perú S. A.	68,031	22,274	45,757	(94,920)

La clasificación de las inversiones de tesorería depende de la finalidad de los recursos, su destino y su vencimiento. Se mantienen en el corto plazo las inversiones, cuyo vencimiento o realización es inferior a un año.

#### Vencimiento inversiones de renta fija

El resumen del vencimiento de las inversiones de renta fija no corriente al 31 de diciembre de 2011, se presenta a continuación:

<b>Vencimiento</b>	<b>1 - 3 Años</b>	<b>3 - 5 Años</b>	<b>&gt; 5 Años</b>	<b>Total</b>
Bonos y otros títulos del exterior	3,218,402	85,457	-	3,303,859
Bonos y otros títulos del gobierno	758,306		101,325	859,631
Fondo destinación específica	139,427	15,827	118,551	273,805
	<b>4,116,135</b>	<b>101,284</b>	<b>219,876</b>	<b>4,437,295</b>

#### Cambios en sociedades de Ecopetrol S. A.

La Junta Directiva de Ecopetrol S. A., llevada a cabo el 19 de septiembre de 2011, autorizó los siguientes cambios en la propiedad accionaria de algunas de las sociedades del grupo empresarial; no obstante, dichos cambios no se habían efectuado al 31 de diciembre:

	Participación directa <u>Ecopetrol</u>	Participación indirecta <u>Ecopetrol</u>
Composición accionaria actual:		
Ecopetrol America Inc.	0.20%	99.80%
Ecopetrol Óleo é Gás do Brasil Ltda.	99.999995%	0.000005%
Offshore International Group	50%	-
Equión Energía Limited	51%	-

Ecopetrol Pipelines International Limited	-	100%
Ecopetrol Transportation Investments Limited	58.82%	-
Ecopetrol Transportation Company Limited	100.00%	41.20%

Composición accionaria aprobada:

Ecopetrol America Inc.	-	100%
Ecopetrol Óleo é Gás do Brasil Ltda.	-	100%
Offshore International Group	-	50%
Equión Energía Limited	-	51%
Ecopetrol Pipelines International Limited	100%	-

Con el fin de llevar a la práctica los cambios aprobados, se realizarán las siguientes operaciones:

1. Aporte de la totalidad de acciones de Ecopetrol S. A. en Ecopetrol Óleo é Gás do Brasil a Ecopetrol Global Energy S.L.U.
2. Aporte de la totalidad de acciones de Ecopetrol S. A. en Ecopetrol Perú a Ecopetrol Global Energy S.L.U.
3. Aporte de la totalidad de acciones de Ecopetrol S. A. en Ecopetrol America Inc. a Ecopetrol Global Energy S.L.U.
4. Aporte de la totalidad de acciones de Ecopetrol S. A. en Offshore International Group a Ecopetrol Global Energy S.L.U.
5. Constitución de la sociedad Ecopetrol E&P International en Bermuda.
6. Aporte de la totalidad de acciones de Ecopetrol S. A. en Equión Energía Limited a Ecopetrol E&P International.
7. Fusión de Ecopetrol Pipelines International Limited, Ecopetrol Transportation Company Limited y Ecopetrol Transportation Investments Limited. La sociedad absorbente será Ecopetrol Pipelines International Limited.

Las operaciones descritas de ninguna manera afectan la participación de Ecopetrol en los rendimientos de los negocios que desarrollan las compañías subordinadas involucradas, ni implican la transferencia o flujo de recursos entre las subordinadas, ni entre éstas y la matriz.

**(5) Cuentas y Documentos por Cobrar**

El siguiente es un detalle de las cuentas y documentos por cobrar:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Parte corriente</b>		
<b>Cientes</b>		
Nacionales	631,709	606,695
Exterior	1,794,590	915,335
Vinculados económicos (ver Nota 15)	2,055,355	586,957
Diferencial de precios por cobrar al Ministerio de Minas y Energía (1)	483,389	120,980
Deudores varios	215,303	245,134
Reintegros y rendimientos de inversiones	2,557	3,129
Contratos de asociación - operaciones conjuntas	12,234	60,026
Cuentas por cobrar al personal	42,765	29,717
Deudas de difícil cobro	130,734	99,202
Cientes servicios industriales	19,005	26,241
Documentos por cobrar	75	13,080
<b>Total</b>	<b>5,387,716</b>	<b>2,706,496</b>
Menos - Provisión para cuentas de dudoso recaudo	(130,734)	(99,202)
<b>Total corriente</b>	<b>5,256,982</b>	<b>2,607,294</b>
<b>Parte no corriente</b>		

Préstamos a vinculados económicos (2) (ver Nota 15)	1,651,696	1,805,089
Cavipetrol - préstamos a empleados (3)	282,947	245,824
Diferencial de precios por cobrar al Ministerio de Minas y Energía (1)	77,510	77,510
Cartera de créditos (4)	5,836	20,156
Otros	16,178	5,677
<b>Total no corriente</b>	<b>2,034,167</b>	<b>2,154,256</b>

Determinación y clasificación de la cartera de clientes al 31 de diciembre de 2011, de acuerdo con su vencimiento:

	<b>Días de vencimiento</b>		
	<b>0 – 180</b>	<b>181 – 360</b>	<b>Más de 361</b>
Cartera corriente	2,189,049	-	-
Cartera en mora	134,484	102,766	-
	<u>2,323,533</u>	<u>102,766</u>	<u>-</u>
Clientes nacionales	631,078	631	-
Clientes del exterior	1,692,455	102,135	-
	<u>2,323,533</u>	<u>102,766</u>	<u>-</u>

El siguiente es el movimiento de la provisión de cuentas por cobrar:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Saldo inicial</b>	<b>99,202</b>	<b>61,964</b>
Adiciones (nuevas provisiones)	32,417	169,762
Recuperación de provisiones	(365)	(68,772)
Castigo de cartera	(770)	(60,866)
Ajuste a provisiones existentes	250	(2,886)
<b>Saldo</b>	<b>130,734</b>	<b>99,202</b>

- (4) Cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público por concepto del cálculo diferencial de precios de gasolina motor regular y el ACPM, de acuerdo con la Resolución No. 180522 emitida el 29 de marzo de 2010.
- (5) Corresponde a préstamo otorgado a la filial Andean Chemicals Ltd., para la adquisición de la participación accionaria de Glencore International A. G. del 51% en la Refinería de Cartagena S. A., por US\$541 millones pactados a una tasa de interés equivalente a la DTF del 31 de diciembre del año inmediatamente anterior al inicio de cada período y plazo de cinco años con pago bullet sobre el principal e intereses.

El 15 de diciembre de 2011, Ecopetrol decidió capitalizar el monto adeudado por Andean sobre el contrato de crédito por un valor de US\$616 millones los cuales corresponden al monto de capital y los intereses causados hasta el día de la capitalización. En este sentido, al cierre de 2011 se extinguió el préstamo otorgado a Andean.

En septiembre de 2010 Refinería de Cartagena S.A. recibió autorización del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para obtener un crédito de tesorería hasta

por \$385,473, otorgado por Ecopetrol S. A. a un plazo máximo de 12 meses y una tasa máxima de DTF + 1.5 T.A. (de los cuales Ecopetrol desembolsó \$385,000), con el objetivo de garantizar la ejecución del Plan Maestro, cuyo financiamiento fue autorizado en la sesión de la Junta Directiva de Ecopetrol del 24 de mayo de 2010.

Al 31 de diciembre de 2011, Refinería de Cartagena S.A. repagó la totalidad del crédito de tesorería otorgado en el año 2010.

En noviembre de 2010 se celebró el contrato de empréstito subordinado No. CE2010-01 entre Ecopetrol S.A. y Refinería de Cartagena S.A. por una financiación máxima de US\$1,000 millones, de los cuales Ecopetrol desembolsó en diciembre de 2010 la suma de \$384,626 millones. Para determinar las sumas adeudadas que se deriven del mencionado contrato se tomará como referencia la TRM vigente en la fecha de la Resolución No. 3587 de 2010, expedida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Al 31 de diciembre de 2011 se han desembolsado bajo este contrato \$725,000 millones, lo cual deja un saldo al cierre del mes de \$1,109,626 millones que corresponden aproximadamente a US\$588 millones. El 18 de agosto de 2011 se suscribió un otrosí a este contrato mediante el cual se cambió el monto máximo a desembolsar, el cual quedó en US\$600 millones calculados a la tasa representativa del mercado de la fecha de la resolución 3587 del 2010.

- (6) Mediante los contratos Leg 058-80 de 1980 y 4008928 de 2006, se otorgó la administración, manejo y control a Cavipetrol de los préstamos a los empleados de la Empresa. En su calidad de administrador, Cavipetrol custodia, en su base de datos y sistema financiero, el detalle por trabajador de dichos préstamos y sus respectivas condiciones.

Los recaudos futuros de las cuentas por cobrar a Cavipetrol a 31 de diciembre de 2011 se estiman de la siguiente manera:

<u>Año</u>	<u>Valor</u>
2013	34,531
2014	32,931
2015 y siguientes	<u>215,485</u>
	<b><u>282,947</u></b>

No existen restricciones de importancia para la recuperación de las cuentas y documentos por cobrar.

- (7) Un resumen de la cartera de crédito de largo plazo a recuperar en cada uno de los cinco años siguientes es como sigue:

<u>Tasa de interés aplicable</u>	<u>Año 1</u>	<u>Año 2</u>	<u>Año 3</u>	<u>Año 4</u>	<u>Año 5</u>	<u>Superior a 5 años</u>
	<u>Dic-12 a Nov-13</u>	<u>Dic-13 a Nov-14</u>	<u>Dic-14 a Nov-15</u>	<u>Dic-15 a Nov-16</u>	<u>Dic-16 a Nov-17</u>	
- -						
DTF mes anterior	33	-	-	-	-	-
IPC + 6	115	-	-	-	-	-
IPC	37	19	19	19	19	79
Tasa de oportunidad ECP- Promedio Bancos	285	-	-	-	-	-
DTF + 6 puntos Mayor entre el 6% EA e IPC para período semestral desde julio 2009	10	-	-	-	-	-
	547,272					

<b>Total recuperación anual</b>	<b>547,75</b>					
	<b>2</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>79</b>

DTF: Promedio de tasas de interés para depósitos a término fijo emitidas por la Superintendencia Financiera.

IPC: Índice de Precios al Consumidor publicado por el Gobierno colombiano.

ECP: Ecopetrol

EA: Tasa Efectiva Anual

## (6) Inventarios

El siguiente es un detalle de los inventarios:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Productos terminados</b>		
Petróleo crudo	1,058,100	720,244
Combustibles	566,192	386,256
Petroquímicos	16,261	35,168
<b>Productos comprados</b>		
Combustibles	43,525	165,842
Petróleo crudo	97,963	87,055
Petroquímicos	17,175	576
<b>Materias primas</b>		
Petróleo crudo	138,001	117,592
<b>Productos en proceso</b>		
Combustibles	451,726	356,271
Petroquímicos	3,634	1,495
<b>Materiales para producción de bienes</b>	8,424	12,698
<b>Materiales en tránsito</b>	3,982	4,282
<b>Total</b>	<b>2,404,983</b>	<b>1,887,479</b>
<u>Menos</u> – Provisión de inventarios	(9,054)	(6,661)
<b>Total</b>	<b>2,395,929</b>	<b>1,880,818</b>

El movimiento de la provisión de inventarios es:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Saldo inicial</b>	6,661	31,328
Aumento (disminución) de la provisión	2,393	(24,667)
<b>Saldo final</b>	<b>9,054</b>	<b>6,661</b>

## (7) Anticipos, Avances y Depósitos

El siguiente es un detalle de los anticipos, avances y depósitos:

<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
---------------------------	---------------------------

**Corto plazo**

Entidades oficiales (1)	2,199,971	1,359,005
Anticipos a proyectos de inversión	0	1,163,132
Asociados en operaciones conjuntas (2)	217,736	527,192
Agentes de aduana	61,716	37,796
Anticipos a contratistas	15,771	17,576
Vinculados económicos (ver Nota 14)	63,659	12,918
Convenios (3)	18,911	18,733
Anticipos a trabajadores	658	597
Anticipo a proveedores	1,465	2,789

**Total corto plazo**

**2,579,887**                      **3,139,738**

**Largo plazo**

Anticipos, avances y depósitos	137,853	284,212
--------------------------------	---------	---------

**Total**

**2,717,740**                      **3,423,950**

(1) Al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, incluye transacciones con la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales – DIAN, por concepto de anticipo de impuesto de renta año gravable 2011 por \$1,438,440 (2010 - \$964,413), autorretenciones y otros por \$761,531 (2010 - \$394,592).

(2) Corresponde a anticipo efectuado por la adquisición de la sucursal colombiana de BP el cual se legalizó en enero de 2011.

(3) Operaciones asociadas:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Socios de contratos en los que Ecopetrol no es operador</b>		
Meta Petroleum Ltd.	45,140	287,853
Equion Energía Limited	-	10,932
Occidental de Colombia Inc.	15,012	14,721
Mansarovar Energy Colombia Ltd.	3,386	3,753
Petrobras Colombia Limited	13,406	12,507
Otras operaciones	26,027	22,046
Perenco Colombia Limited	18,944	5,758
Chevron Petroleum Company	4,197	81,171
Petrobras Internacional Braspetro B.V.	4,866	2,321
CEPSA Colombia S. A.	583	4,337
<b>Contratos en los que Ecopetrol es operador:</b>		
Oleoducto Caño Limón	36,137	47,429
Otras operaciones	27,584	14,064
La Cira	17,289	5,381
JOA Caño Sur	3,681	14,816
CRC 2004 - 01	1,413	-
Riesgo compartido Catleya	71	86
Tibú	-	17
<b>Total</b>	<b>217,736</b>	<b>527,192</b>

(4) Representa los recursos girados a los trabajadores por concepto del anticipo del

plan educacional.

**(8) Gastos Pagados por Anticipado**

El siguiente es un detalle de los gastos pagados por anticipado:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Seguros (1)	24,007	11,614
Otros (2)	301	881
<b>Total</b>	<b>24,308</b>	<b>12,495</b>

- (1) Los seguros contratados tienen vigencia hasta mayo de 2012 y están conformados por: i) Operativos, con un costo de \$43,739 y una amortización a 31 de diciembre de 2011 de \$21,814, y ii) Administrativos, con un costo de \$4,207 y una amortización a esta misma fecha de \$2,124.
- (2) Recursos para la adquisición y mantenimiento de los vehículos asignados a los funcionarios de nivel superior de Ecopetrol mediante leasing, el cual está manejado según Contrato No. 5203585 por Cavipetrol.

**(9) Depósitos Entregados en Administración**

Corresponde a fiducias de pensiones y costos de abandono, las cuales estaban constituidas a nombre de Occidental de Colombia y fueron recibidas en la terminación del contrato en la Asociación Cravo Norte – ACN, el cual se hizo efectivo en febrero de 2011. Tanto el fondo de Pensiones como el fondo de abandono están siendo administrados por la Fiduciaria Bancolombia. Al 31 de diciembre de 2011 presentan la siguiente composición:

	<b>Diciembre 2011</b>
Fondo de abandono	269,073
Fondo de pensiones	14,431
<b>Saldo a diciembre de 2011</b>	<b>283,504</b>

**(10) Propiedades, Planta y Equipo, neto**

El siguiente es un detalle de las propiedades, planta y equipo, neto:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Planta y equipo	13,691,413	13,242,910
Construcciones en curso (1)	6,825,593	4,380,042
Ductos, redes y líneas	8,047,367	6,228,889
Edificaciones	3,307,836	3,126,545

Equipo en depósito y en tránsito	1,198,305	1,239,775
Equipo de cómputo	346,797	312,247
Equipo de transporte y otros activos	367,333	327,523
Terrenos	458,372	130,040
<b>Total</b>	<b>34,243,016</b>	<b>28,987,971</b>
Depreciación acumulada	(14,244,100)	(13,280,791)
Provisión por desvalorizaciones de propiedades, planta y equipo (2)	(879,062)	(890,607)
<b>Total</b>	<b>19,119,854</b>	<b>14,816,573</b>

- (1) Los valores más representativos corresponden a proyectos como el desarrollo de Castilla y Chichimene, planta GLP Cusiana, plan maestro de servicios industriales, modernización de la Refinería de Barrancabermeja y la optimización de los sistemas Galán – Pozos en transporte, Naftaducto Crudos Pesados mediante facilidades y conversión del oleoducto de 16" Apiay-Monterrey y 12" Monterrey-El Porvenir a Poliducto con cambio de sentido y facilidades. Por la operación asociada se destacan los proyectos de desarrollo Piedemonte, la Cira Infantas, Rubiales, Pauto y Moriche Buffer.

También incluye los intereses causados por pagar sobre el crédito sindicado por \$158,255, bonos emitidos en dólares y pesos por \$209,600 y \$75,390, respectivamente, los cuales fueron destinados a proyectos de inversión por \$198,108.

- (2) El siguiente es el detalle del movimiento de la provisión por desvalorizaciones de propiedades, planta y equipo:

Resumen de las propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2011:

Clase de activo	Costo ajustado	Depreciación acumulada	Valorización	Provisiones	Neto más valorización
Planta y equipo	13,691,413	(9,157,064)	4,263,700	(343,979)	8,454,070
Ductos, redes y líneas	8,047,367	(3,362,014)	971,353	(350,232)	5,306,474
Construcciones en curso	6,825,593	-	-	-	6,825,593
Edificaciones	3,307,836	(1,278,761)	1,540,443	(109,246)	3,460,272
Equipos en depósito y en tránsito	1,198,305	-	-	-	1,198,305
Equipo de cómputo	346,797	(244,579)	39,471	(15,420)	126,269
Equipos de transporte y otros activos	367,333	(201,682)	132,973	(60,185)	238,439
Terrenos	458,372	-	1,354,440	-	1,812,812
<b>Total</b>	<b>34,243,016</b>	<b>(14,244,100)</b>	<b>8,302,380</b>	<b>(879,062)</b>	<b>27,422,234</b>

Resumen de las propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2010:

Clase de activo	Costo ajustado	Depreciación acumulada	Valorización	Provisiones	Neto más valorización
Planta y equipo	13,242,910	(8,645,917)	4,257,993	(408,134)	8,446,852
Ductos, redes y líneas	6,228,889	(3,013,683)	990,058	(349,164)	3,856,100
Construcciones en curso	4,380,042	-	-	-	4,380,042

Edificaciones	3,126,545	(1,175,958)	1,514,980	(109,689)	3,355,878
Equipos en depósito y en tránsito	1,239,775	-	-	-	1,239,775
Equipo de cómputo	312,247	(230,085)	36,926	(13,285)	105,803
Equipos de transporte y otros activos	327,523	(215,148)	148,137	(10,335)	250,177
Terrenos	130,040	-	1,355,627	-	1,485,667
<b>Total</b>	<b><u>28,987,971</u></b>	<b><u>(13,280,791)</u></b>	<b><u>8,303,721</u></b>	<b><u>(890,607)</u></b>	<b><u>23,120,294</u></b>

Sobre los activos no existen restricciones ni pignoraciones o entregas en garantía de obligaciones. Los retiros y ventas de propiedad, planta y equipo por el año 2011 generaron una pérdida neta de \$418 (2010 pérdida neta \$ 3,395).

Los avalúos técnicos de activos fijos se realizan cada tres años, de acuerdo a lo establecido en el Régimen de Contabilidad Pública. El último avalúo general se efectuó en el año 2009 y lo realizó la firma Consultores Unidos S.A.

#### (11) Recursos Naturales y del Medio Ambiente, neto

El siguiente es un detalle de los recursos naturales y del medio ambiente, neto:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Inversiones petrolíferas amortizables (1)	22,334,657	18,948,356
<u>Menos:</u> Amortización acumulada de inversiones petrolíferas	<u>(11,553,803)</u>	<u>(9,836,986)</u>
	10,780,854	9,111,370
Costos de taponamiento y abandono, desmonte de facilidades y recuperación ambiental (2)	3,636,717	3,051,521
<u>Menos:</u> Amortización acumulada de abandono de instalaciones	<u>(1,547,057)</u>	<u>(1,424,497)</u>
	2,089,660	1,627,024
Yacimientos y aforos (3)	701,590	701,590
<u>Menos:</u> Agotamiento acumulado	<u>(622,040)</u>	<u>(612,310)</u>
	79,550	89,280
Exploraciones en curso (4)	803,137	175,485
<b>Total</b>	<b><u>13,753,201</u></b>	<b><u>11,003,159</u></b>

(1) Durante el año 2011, las capitalizaciones de inversiones petrolíferas ascendieron aproximadamente a \$3,392,793, concentrados principalmente en los campos: Chichimene, Castilla, Castilla Norte, Rubiales, Cusiana, Floreña, Moriche, La Cira, Casabe, Provincia, Quifa, Cupiagua, Suria, Cicuco y Caño Limón.

(2) Los costos de abandono aumentaron por las actualizaciones del estudio de costos de abandono entregados por la Vicepresidencia de Producción al 30 de junio y 31 de diciembre de 2011, en aproximadamente \$603,981, incluyendo en éste nuevos campos como: Abarco, Los Ángeles - 12, Boquete, Cicuco, Totare, Acacias, Los Potros, Clamaro y Casabe Sur. Se han presentado disminuciones por efecto de utilidades, en aproximadamente \$49,326, principalmente de los campos: La Cira, Tibú, Galán, Casabe, Capachos, Llanito, Lisama, Tesoro y Yariguí.

(3) El aforo de reservas está representado en los yacimientos recibidos de las

reversiones de contratos de concesión por \$520,218, administrados por las Gerencias Sur y, \$181,372, por Magdalena Medio, respectivamente.

- (4) Se genera un incremento debido principalmente a la compra de la participación del 50% de Caño Sur a Shell y las perforaciones exploratorias principalmente de los pozos Caño Sur, Rumero 1, Hidrocarburos no convencionales, Asociación Quifa, Tinkhana 1, Rumero 1-Side Track 1 y Nunda cuyo valor aproximado asciende a \$286,491.

## (12) Cargos Diferidos

El siguiente es un detalle de los cargos diferidos:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Impuesto sobre la renta diferido	1,519,195	1,440,907
Impuesto y sobretasa al patrimonio	1,429,481	-
Otros cargos diferidos, neto (1)	602,063	455,413
Cargos corrección monetaria diferida, neto	39,618	48,368
	<b><u>3,590,357</u></b>	<b><u>1,944,688</u></b>

- (1) Incluye las inversiones realizadas en desarrollo del contrato de colaboración empresarial suscrito entre Ecopetrol y Schlumberger, con el fin de obtener una producción incremental en el campo Casabe; dichas inversiones se amortizan con base en las unidades técnicas de producción del campo.

## (13) Otros Activos

El siguiente es un detalle de los otros activos:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Crédito mercantil (1)	3,162,862	2,508,402
Intangibles (neto): marcas, licencias, patentes, software	198,274	100,553
Encargos fiduciarios (2)	79,028	80,490
Fondo Nacional de Regalías (3)	72,908	79,654
Otros activos (4)	72,088	37,304
Depósitos entregados en administración	16,863	281,846
Bienes adquiridos en leasing financiero	73,140	4,741
	<b><u>3,675,163</u></b>	<b><u>3,092,990</u></b>

- (1) El crédito mercantil está compuesto por:

Compañía	Fecha Adquisición	Valor Crédito Mercantil	Valor Amortizado	Pendiente de amortización	Tiempo de amortización (años)
Propilco S.A.	7/04/2008	\$ 327,986	68,002	259,984	17.8
Andean Chemicals	7/04/2008	357,629	74,152	283,477	17.8
IPL Enterprises	17/03/2009	537,093	101,451	435,642	15
Offshore International	06/02/2009	749,699	130,766	618,933	14
Hocol Petroleum Limited	27/05/2009	801,911	109,686	692,225	16
Equión Energía Limited	24/01/2011	957,513	84,912	872,601	10
		<b>3,731,83</b>		<b>3,162,86</b>	
<b>Total</b>		<b>\$ 1</b>	<b>568,969</b>	<b>2</b>	

En lo corrido del año 2011 se presenta incremento en el crédito mercantil, principalmente por el reconocimiento de \$957,513, correspondiente a la compra de Equión Energía Limited, cuyo valor inicialmente establecido fue ajustado por concepto de traslado de impuestos y valoración de inversiones del balance inicial de compra.

#### **Earn Outs en Compañías Adquiridas**

##### **Hocol Petroleum Ltd.**

El 26 de enero de 2011, Ecopetrol pagó a Maurel & Prom US\$65 millones adicionales en la adquisición de Hocol por el aumento en el precio promedio del barril de crudo. El valor equivalente en pesos se registró como mayor valor del crédito mercantil.

El 31 de marzo de 2011 se reconoció como mayor valor del crédito mercantil el equivalente en pesos de US\$27.3 millones, por los resultados exploratorios del pozo Hurón.

##### **Offshore International Group (OIG)**

El 22 de febrero de 2011, mediante giro realizado por Ecopetrol S. A. a Offshore Exploration and Production por valor de US\$146 millones, se da cumplimiento al compromiso adquirido, el cual dependía del comportamiento del precio promedio del barril de petróleo.

- (2) Comprende i) \$66,177 por aportes y participación en el Fondo Nacional de Hidrocarburos creado para apoyar futuros contratos de inversión, exploración y producción de hidrocarburos en campos menores, proyectos que son administrados por el Fondo de Capital Privado de Hidrocarburos de Colombia; ii) \$3,410 del Fondo Procuraduría creado para proyectos de beneficio general de los municipios cercanos al campo Cicuco de la operación directa: Cicuco, Mompos y Talaigua Nueva (la función de la fiducia es el giro de los dineros de acuerdo con el avance de los proyectos, los cuales van a ser ejecutados por los municipios a través de convenios con el Incoder y el Ministerio del Medio Ambiente); y iii) \$9,441 del Fondo

Colpet, Cóndor y Sagoc para atender eventuales contingencias en la liquidación de estas antiguas filiales.

- (3) Corresponde a los depósitos del FAEP a favor de Ecopetrol para atender el remanente del Fondo Nacional de Regalías. Tiene como destino exclusivo el pago de deudas y la financiación de proyectos y programas de desarrollo de los municipios y departamentos productores y no productores de hidrocarburos. Ecopetrol hace desembolsos en la medida en que el Ministerio de Hacienda emite las respectivas aprobaciones.
- (4) Incluye, principalmente, fondos restringidos por \$47,751 (2010 - \$37,304), representados, principalmente, en depósitos judiciales destinados para atender demandas laborales, civiles y tributarias.
- (5) La variación corresponde principalmente a la cesión de derechos del contrato con Occidental de Colombia.

#### (14) Obligaciones Financieras

El siguiente es un detalle de las obligaciones financieras:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Corriente</b>		
Créditos de tesorería	-	385,000
Intereses por pagar - Obligaciones financieras	-	133,284
Contrato de leasing financiero - inmuebles (1)	783	751
Contratos BOMT's infraestructura (5)	7,868	-
Préstamos banca nacional (2)	444,041	176,470
<b>Total Corriente</b>	<b>452,692</b>	<b>695,505</b>
<b>No corriente</b>		
Crédito externo - Bonos (3)	2,914,050	2,870,970
Préstamos banca nacional (2)	1,599,690	2,043,730
Operaciones crédito público - Bonos y títulos emitidos (4)	1,000,000	1,000,000
Contratos de leasing financiero - inmuebles (1)	3,229	4,010
Contratos BOMT - infraestructura (5)	62,787	-
Intereses créditos obtenidos	138,707	-
<b>Total no corriente</b>	<b>5,718,463</b>	<b>5,918,710</b>

- (1) Corresponde a leasing o arrendamiento financiero, modalidad inmobiliaria, con las siguientes condiciones al 31 de diciembre de 2011:

Tipo de bienes:	Piso 4° y 5° del edificio COLGAS, ubicado en la calle 37 N° 8 – 43 de Bogotá
Plazo del contrato:	60 meses
Número de cánones pendientes:	8
Valor de los cánones pendientes:	\$4.357(*)

Monto de la opción de compra: \$476

(\*) El monto de los cánones pendientes se estiman con una DTF de 4.98, vigente al 31 de Diciembre de 2011.

- (2) Corresponde al préstamo sindicado con once bancos nacionales por valor inicial de \$2,220,200, destinados a financiar programas de inversiones de la Empresa. De acuerdo con las condiciones de pago se amortizó capital en el 2011 por \$176,470. Se estima amortizar capital en el 2012 por \$440,041. El préstamo fue obtenido con las siguientes condiciones:

Plazo: 7 años, incluyendo 2 años de gracia

Pago de intereses: A partir de noviembre de 2009

Tasa: DTF + 4% trimestre anticipado

Amortización: Semestral

Garantía: Ecopetrol otorgó prenda cerrada de las acciones que posee directa o indirectamente en las siguientes compañías, con un cubrimiento mínimo del 120% del monto del crédito. Las acciones dadas en garantía fueron sustituidas a través del Otro Si No. 1 suscrito entre los bancos y Ecopetrol el 17 de noviembre de 2011. El valor de las garantías según el valor intrínseco de las acciones de las compañías a junio de 2011 y convertidos a pesos con la TRM vigente el 30 de junio de 2011 es el siguiente:

<u>Empresa</u>	<u>Valor</u>
Hocol Petroleum Limited	\$ 1,918,119
Offshore International Group	769,277
Polipropileno del Caribe S. A.	320,387
Total	\$ <u>3,007,783</u>

El detalle de los pagos a largo plazo es como sigue:

2013	\$ 444,040
2014	444,040
2015	444,040
2016	<u>267,570</u>
	\$ <u>1,599,690</u>

Actualmente Ecopetrol S.A. no anticipa ninguna situación que pueda representar el no cumplimiento de sus obligaciones en un futuro inmediato.

- (3) El 23 de julio de 2009, la Compañía llevó a cabo una emisión de bonos (notas) de deuda no garantizada y no subordinada, con derecho a registro en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos - SEC con vencimiento en 2019, por US\$1,500 millones. Dicho registro se efectuó el 6 de octubre de 2009. La emisión se realizó bajo la Regla 144A/Regulación S con los derechos de registro ante la SEC.

Las condiciones de la transacción fueron:

Interés del cupón: 7.625%

Prima de aseguramiento sobre los tesoros americanos (Make Whole): 50 pbs. Las fechas de pago de intereses son: 23 de julio y 23 de enero de cada año, empezando el 23 de enero de 2010. Fecha de vencimiento: 23 de julio de 2019.

Múltiplo y denominación: US\$1,000 / US\$1,000

Así mismo, la Compañía está obligada a cumplir con diversos compromisos (covenants) entre los cuales se incluyen el pago debido y oportuno de los intereses y el capital; no constituir prendas por parte de Ecopetrol y sus subordinadas, excepto por ciertas prendas autorizadas; realizar una oferta de compra de los bonos en el caso de un evento de recompra por cambio de control, de acuerdo con su definición en los documentos de la emisión.

- (4) Mediante la Resolución No. 3150 del 20 de octubre de 2010, Ecopetrol obtuvo autorización del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para emitir, suscribir y colocar bonos de deuda pública interna hasta por la suma de un billón de pesos, para financiar el Plan de Inversiones de Ecopetrol 2010. Posteriormente, mediante la Resolución No. 2176 del 11 de noviembre de 2010, obtuvo autorización de la Superintendencia Financiera de Colombia para inscribir sus bonos de deuda pública interna en el Registro Nacional de Valores y Emisores y para efectuar su oferta pública.

Resultados de la emisión y colocación de los bonos de deuda pública interna:

Monto colocado :	1 billón de pesos			
Fecha de emisión:	1 de diciembre de 2010			
Amortización:	al vencimiento			
Serie A:	Bonos denominados en pesos con tasa variable IPC			
Plazo de Redención:	5 años	7 años	10 años	30 años
Tasa:	IPC + 2.80%	IPC + 3.30%	IPC + 3.94%	IPC + 4.90%
Monto(millones)	\$ <u>97,100</u>	<u>138,700</u>	<u>479,900</u>	<u>284,300</u>

- (5) Corresponde a contrato suscrito el 19 de septiembre de 2008, entre Ecopetrol y la Unión Temporal Gas Gibraltar (Montecz S.A., Conequipos ING Ltda, Gasmocan S.A. y Twister BV) cuyo objeto se basa en la Financiación, diseño, compra de equipos, suministros, construcción, pruebas, operación y mantenimiento por el lapso de 15 años de las facilidades de superficie para el tratamiento del gas del campo Gibraltar en propiedad de ECOPETROL S.A. por un valor de US\$37.465.162.

A diciembre de 2011 se han realizado 5 pagos mensuales a la Unión Temporal en los términos establecidos en el acuerdo de voluntades. Al finalizar el contrato, la Unión Temporal Gas Gibraltar deberá transferir a cero costo a Ecopetrol S.A. toda la infraestructura y los repuestos para el mantenimiento de la misma que componen las facilidades para el tratamiento de gas del campo Gibraltar.

#### (15) Cuentas por Pagar y Vinculados

El siguiente es un detalle de las cuentas por pagar y transacciones con vinculados económicos:

	<b>Diciembre</b>	<b>Diciembre</b>
	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Dividendos por pagar (1)	3,424	3,431

Proveedores	1,212,664	1,216,029
Vinculados económicos	925,497	1,099,248
Compras hidrocarburos a Agencia Nacional Hidrocarburos	775,329	554,381
Anticipos asociados	469,251	640,662
Depósitos recibidos de terceros	718,549	500,434
Acreedores varios	23,637	80,256
Reembolsos costos exploratorios	42,797	65,028
<b>Total</b>	<b><u>4,171,148</u></b>	<b><u>4,159,469</u></b>

(1) Corresponde a los dividendos por pagar a accionistas que se encuentran en mora en el pago de las cuotas generadas por la compra de acciones, a quienes se les han suspendido los derechos económicos y políticos, de conformidad con el artículo 397 del Código de Comercio, los cuales les serán restituidos una vez se encuentren al día en los pagos.

(2) Saldos y transacciones con vinculados económicos

Los saldos más representativos con vinculados económicos, en los cuales Ecopetrol posee inversiones o intereses directos están incluidos en cuentas de deudores, proveedores y cuentas por pagar, así:

	<u>Cuentas por cobrar</u>	<u>Anticipos por cobrar</u>	<u>Cuentas por pagar</u>
Refinería de Cartagena S. A. (largo plazo)	1,109,626	-	-
Ecopetrol Capital AG (largo plazo)	542,070	-	-
Andean Chemicals Limited (largo plazo)	0	-	-
Refinería de Cartagena S. A.	2,026,997	-	44,482
Andean Chemicals Limited	-	-	-
Compounding and Masterbatching (COMAI)	6,559	-	-
Polipropileno del Caribe S. A.	-	-	-
Oleoducto de los Llanos Orientales - ODL	3,648	-	-
Hocol S.A.	692	7,125	29,098
Equion Energía Limited	5,504	8,603	77,513
Ocensa S. A.	2,916	-	578,645
Oleoducto de Colombia S. A.	757	23,662	-
Ecopetrol del Perú S.A.	17	-	-
Oleoducto Bicentenario de Colombia	8,265	24,269	-
Ecopetrol America Inc.	-	-	1,450
Bioenergy S.A.	-	-	-
Black Gold Re Ltd.(*)	-	-	194,309
Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil Ltda.	-	-	-
Ecopetrol Transportation Investments	-	-	-

	-	-	-
<b>Saldo a diciembre de 2011</b>	<b><u>3,707,051</u></b>	<b><u>63,659</u></b>	<b><u>925,497</u></b>
<b>Saldo a diciembre de 2010</b>	<b><u>2,392,046</u></b>	<b><u>12,918</u></b>	<b><u>1,099,248</u></b>

(\*) Representan recursos recibidos en administración.

Principales transacciones con vinculados económicos al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

	<b>Ventas y servicios</b>	<b>Arrendamien- tos</b>	<b>Otros</b>
<b>Ingresos:</b>			
Refinería de Cartagena S.A.	5,561,100	-	62,228
Compounding and Masterbatching (COMAI)	119,393	-	-
Hocol S.A.	26,036	-	8,909
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	26,053	-	-
Ocensa S.A.	13,791	13,930	-
Oleoducto de Colombia S.A.	6,143	-	-
Equión Energía Limited	17,529	-	69,701
Andean Chemicals Limited	-	-	38,683
Bioenergy S.A.	491	-	-
Ecopetrol Capital AG	516	-	-
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.	7,140	-	-
<b>Total a diciembre de 2011</b>	<b><u>5,778,192</u></b>	<b><u>13,930</u></b>	<b><u>179,521</u></b>
<b>Total a diciembre de 2010</b>	<b><u>3,840,745</u></b>	<b><u>13,786</u></b>	<b><u>9,748</u></b>
	<b>Compra de productos</b>	<b>Costo de transporte</b>	<b>Otros</b>
<b>Egresos:</b>			
Refinería de Cartagena S. A.	328,173	-	586
Hocol Petroleum Ltd.	3,410	12,369	63,732
Equion Energía Limited	7,160	4,189	703,638
Ocensa S. A.	-	550,825	20,146
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	-	232,493	45,514
Oleoducto de Colombia S. A.	-	37,000	3,099
Andean Chemical	-	-	317
Polipropileno del Caribe S. A.	-	-	120
Compounding and Masterbatching (COMAI)	-	-	5,617
Ecopetrol America Inc.	1,395	-	119,092
<b>Total a diciembre de 2011</b>	<b><u>340,138</u></b>	<b><u>836,876</u></b>	<b><u>961,861</u></b>
<b>Total a diciembre de 2010</b>	<b><u>220,317</u></b>	<b><u>678,125</u></b>	<b><u>19,058</u></b>

No existen condiciones especiales de precios o por fuera de valores de mercado con compañías vinculadas. Sin embargo, para Ocensa S. A. y Oleoducto de Colombia S. A. existe una tarifa máxima determinada por el Ministerio de Minas y Energía que pueden

cobrar ambas compañías por el uso de su sistema. Su operación se basa en el cobro del total de gastos operacionales y administrativos para determinar el costo unitario de transporte. El costo por barril se transfiere a cada accionista que utiliza el sistema en función de los barriles transportados.

Ningún miembro de la Junta Directiva, Representante Legal o Administrador de la Compañía es beneficiario real del 10% o más de las acciones en circulación de Ecopetrol.

Durante los años 2010 y 2011, se efectuaron operaciones no materiales de compra y/o venta de acciones de Ecopetrol por parte de los siguientes administradores de la Compañía, las cuales fueron reveladas al mercado como información relevante en el momento oportuno.

Funcionario	Operación	Acta
Vicepresidente Ejecutivo del Downstream	Venta de acciones	N° 125, septiembre de 2010
Miembro Junta Directiva Ecopetrol S.A.	Informó a la JD, sobre la compra de acciones por parte de un Familiar	N° 129, diciembre de 2010
Presidente de Junta Directiva	Compra de acciones	N° 141, agosto de 2011
Presidente de Ecopetrol S.A.	Venta de acciones	N° 141, agosto de 2011
Suplentes del Presidente	Compra y venta de acciones	N° 141, agosto de 2011

#### (16) **Impuestos, Contribuciones y Tasas por Pagar**

El siguiente es un detalle de los impuestos, contribuciones y tasas por pagar:

##### **Impuesto sobre la renta**

La provisión de impuesto de renta de diciembre de 2011 se calculó aplicando a la utilidad contable antes de impuestos, la tasa efectiva de tributación calculada para el mismo es de 32.285%.

El efecto de las diferencias temporales que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, se contabiliza como impuesto diferido activo o pasivo, según corresponda, siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán o se generarán suficientes rentas gravables para su recuperación. El impuesto diferido es calculado a la tasa del 33%.

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Impuesto de renta y complementarios	6,994,145	3,022,356
Retención en la fuente sobre renta e IVA	202,028	155,573
Impuesto global y sobretasa a la gasolina (1)	118,257	110,128
Impuesto a las ventas por pagar	(5,251)	53,428
Impuesto al patrimonio	476,494	-
Impuesto de industria y comercio y otros menores	22,203	18,186
<b>Total corto plazo</b>	<b>7,807,876</b>	<b>3,359,671</b>
<b>No corriente</b>		
Impuesto al patrimonio	952,987	-
<b>Total no corriente</b>	<b>952,987</b>	<b>-</b>
<b>Total impuestos</b>	<b>8,760,863</b>	<b>3,359,671</b>

- (1) Estos impuestos se generan por la venta y/o retiro de gasolina corriente, extra y ACPM. Los fondos recaudados se giran a favor de la Dirección del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y/o los entes territoriales.. El impuesto global se liquida con base en las tarifas establecidas según la resolución de estructura de precios que profiere el Ministerio de Minas, mensualmente.

El impuesto de renta cargado al gasto comprende:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Impuesto de renta corriente	6,994,145	3,022,356
Impuesto de renta de periodos anteriores	19,110	7,676
Impuesto de renta diferido Débito	(78,288)	(85,620)
Impuesto de renta diferido Crédito	431,589	135,466
<b>Total</b>	<b>7,366,556</b>	<b>3,079,878</b>

El impuesto diferido activo, se calcula sobre el valor de las provisiones contables no aceptadas fiscalmente, las cuales son deducibles en el momento de su utilización y por el valor de los ajustes por inflación de activos originados entre los años 2004 y 2006.

El impuesto diferido crédito resulta de las diferencias en la política de amortización de inversiones petrolíferas, que contablemente se amortizan por unidades técnicas de producción mientras que fiscalmente aplica el método de línea recta; por la diferencia en el método de valoración de inversiones de renta fija que para efectos contables se valoran al valor de mercado mientras que fiscalmente se valoran por el método lineal; y por la diferencia en el valor amortizado del crédito mercantil acelerado para efectos fiscales a partir de 2010.

Las declaraciones del impuesto sobre la renta pueden ser revisadas por las autoridades de impuestos dentro de los dos años siguientes a su presentación. A la fecha están abiertos los términos de las declaraciones por los años 2009 y 2010.

En la actualidad, existen diferencias con la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN por la forma de liquidación y pago de la primera cuota del impuesto de renta de 2004, debido a que, en criterio de la DIAN, se debió incluir en su base el valor de la sobretasa de dichos años. El resultado de este proceso no afectará el flujo de

caja de la Compañía por cuanto las sumas en discusión fueron compensadas directamente por la DIAN, de saldos a favor solicitados previamente por otros conceptos.

El saldo del impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo es el siguiente:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Impuesto diferido activo:</b>		
Saldo inicial	1,440,908	1,355,288
Movimiento del año	78,288	85,620
<b>Saldo final</b>	<b>1,519,196</b>	<b>1,440,908</b>
<b>Impuesto diferido pasivo:</b>		
Saldo inicial	1,274,805	1,139,339
Movimiento del año	431,589	135,466
<b>Saldo final</b>	<b>1,706,394</b>	<b>1,274,805</b>

A partir del año 2004, los contribuyentes del impuesto de renta que hubieren celebrado operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior y/o con residentes en países considerados paraísos fiscales, están obligados a determinar para efectos del impuesto de renta y complementarios sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, y sus activos y pasivos, considerando para estas operaciones los precios y márgenes de utilidad denominados de mercado. Con base en el concepto de los asesores externos de la Compañía, para el año gravable 2012 no se prevén cambios significativos relacionados con el cumplimiento del principio de plena competencia consagrado en el artículo 260-1 del Estatuto Tributario, ni se prevén ajustes en la determinación del gasto por impuesto de renta de la Compañía para dicho año.

La conciliación de la renta líquida fiscal, base del impuesto de renta, se resume así:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Utilidad contable antes de impuestos	22,814,889	11,425,975
Ingreso por corrección monetaria	(1,940)	(1,921)
Efecto de los ajustes por inflación fiscales	(459,190)	(99,527)
Costos y gastos no deducibles	1,348,071	2,099,893
Deducciones especiales y gastos fiscales deducibles	(1,116,391)	(3,457,971)
Ingresos fiscales no contabilizados	2,195,936	158,949
Ingresos no constitutivos de renta ni ganancia ocasional	(2,177,606)	(160,600)
Ingresos no gravados	(1,676,925)	(965,744)
Provisiones no deducibles	898,962	456,243
Rendimiento Portafolio de inversiones	(459,566)	(96,695)
<b>Renta líquida</b>	<b>21,366,240</b>	<b>9,358,602</b>
Renta neta exenta	(171,862)	(199,949)
<b>Renta líquida fiscal</b>	<b>21,194,378</b>	<b>9,158,653</b>
<b>Impuesto sobre la renta líquida</b>	<b>6,994,145</b>	<b>3,022,356</b>

### Impuesto al patrimonio

Conforme con la Ley 1370 de 2009, para el 2011, el Impuesto al Patrimonio está a cargo de las personas jurídicas, naturales y sociedades de hecho, contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta.

La ley adicionalmente establece lo siguiente en relación con el impuesto al patrimonio para el 2011:

Hecho generador	Causación	Base gravable	Tarifa	
El impuesto al patrimonio, se genera por la posesión de riqueza igual o superior a \$3.000.000.000 a 1° de enero del año 2011.	El impuesto al patrimonio se causará el 1° de enero del año 2011, por una sola vez. Este impuesto debe pagarse en ocho cuotas iguales, durante los años 2011, 2012, 2013 y 2014, dentro de los plazos que establezca el Gobierno Nacional.	La base imponible del impuesto al patrimonio está constituida por el valor del patrimonio líquido del contribuyente poseído el <b>1° de enero del año 2011</b> .	Igual o mayor a 3.000 y menor o igual a 5.000 millones*	2.4%
			Mayor a 5.000 millones*	4.8%
			Menor a 3.000 millones	No definida

Nota: Para efectos de la aplicación de este gravamen, el concepto de riqueza es equivalente al total del patrimonio líquido.

El 16 de febrero de 2010, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público emitió el Decreto 514 con alcance contable dado que modifica parcialmente el Decreto 2649 de 1993 (Por el cual se reglamenta la Contabilidad en General y se expiden los principios o normas de contabilidad generalmente aceptados en Colombia).

El Decreto 514 de 2010 establece un párrafo transitorio considerando dos aspectos fundamentales:

1. Los contribuyentes podrán imputar anualmente contra la cuenta de revalorización del patrimonio, el valor de las cuotas exigibles en el respectivo período del impuesto al patrimonio de que trata la Ley 1370 de 2009.
2. Cuando la cuenta revalorización del patrimonio no registre saldo o sea insuficiente para imputar el impuesto al patrimonio, los contribuyentes podrán causar anualmente en las cuentas de resultado el valor de las cuotas exigibles en el respectivo período. (subrayado fuera del texto).

En aplicación del Decreto 514 de 2010 y dado que Ecopetrol capitalizó la cuenta de revalorización del patrimonio en su totalidad, el reconocimiento contable del impuesto al patrimonio, afecta las cuentas de resultado anualmente, por el valor de las cuotas exigibles en el respectivo período. No obstante, en concordancia con el artículo 12 de la Ley 1370 de 2009, el impuesto al patrimonio se causó el 1o de enero del año 2011, por una sola vez, por tanto se debe reconocer la obligación total desde esta fecha, por tratarse de un impuesto de ejecución instantánea.

En concordancia con el mencionado Decreto 514, anualmente se debe causar en las cuentas de resultado el valor de las cuotas exigibles en el respectivo período. En este sentido, el 1 de enero de cada año (2012, 2013 y 2014) se debe registrar la amortización del impuesto al patrimonio de cada vigencia.

Así mismo, a 31 de diciembre de 2011 el pasivo se registra como un impuesto por pagar de corto plazo por la porción a pagar del año 2012 y la diferencia (valores a pagar en 2013 y 2014) como un pasivo de largo plazo.

Conforme con lo establecido por la Ley 1370 de 2009, el 1 de enero de 2011, por una sola vez debió causarse el valor del impuesto al patrimonio pagadero en ocho cuotas iguales, durante los años 2011, 2012, 2013 y 2014, dentro de los plazos que establezca el Gobierno

Nacional.

Con base en lo anterior y, en atención a los decretos de manejo contable, Ecopetrol reconoció el valor del impuesto al patrimonio por pagar y el correspondiente cargo a resultados por el valor proporcional correspondiente a 2011. El saldo pendiente por pagar fue registrado como un cargo diferido amortizable durante los años siguientes y un pasivo a corto plazo por el valor a pagar en 2012 y a largo plazo por lo correspondiente a los dos siguientes años.

El detalle de los valores registrados en Ecopetrol S.A. es:

**Saldos Cargos Diferidos**

Impuesto al patrimonio	1,524,780
Amortización impuesto al patrimonio	-381,195
Sobretasa impuesto al patrimonio	381,195
Amortización sobretasa impuesto al patrimonio	-95,299
<b>Saldo neto (Ver nota 12)</b>	<b><u>1,429,481</u></b>

**Saldos Pasivo**

Impuesto al patrimonio corto plazo	381,195
Impuesto al patrimonio largo plazo	762,390
Sobretasa impuesto al patrimonio corto plazo	95,299
Sobretasa impuesto al patrimonio largo plazo	190,597
<b>Saldo neto (Ver nota 12)</b>	<b><u>1,429,481</u></b>

El impuesto al patrimonio causado por la Compañía en 2011 fue \$1,905,974, del cual pagó \$476,494.

**(17) Obligaciones Laborales y Pensionales**

El siguiente es un detalle de las obligaciones laborales y pensionales:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Corto plazo</b>		
Vacaciones	58,568	58,758
Primas, bonificaciones y auxilios	60,663	13,863
Cesantías	40,707	38,699
Salarios y pensiones por pagar	20,552	24,418
Intereses sobre cesantías	4,260	3,752
Otros	2,211	1,608
<b>Total corto plazo (1)</b>	<b><u>186,961</u></b>	<b><u>141,098</u></b>
<b>Largo plazo</b>		
Pasivo actuarial de salud y educación (2)	3,109,480	2,729,318
Pensiones de jubilación operaciones conjuntas	70,789	76,725
<b>Total largo plazo</b>	<b><u>3,180,269</u></b>	<b><u>2,806,043</u></b>
<b>Total</b>	<b><u>3,367,230</u></b>	<b><u>2,947,141</u></b>

- (1) El incremento en el rubro de prestaciones sociales obedece principalmente al pago en 2011 de bonificación por resultados, de aproximadamente \$47,000. Los cálculos actuariales de salud y educación fueron preparados aplicando las nuevas Tablas de Mortalidad actualizadas en 2010. Como resultado del cambio en el principio contable de amortización que se presentó en 2010, a diciembre de 2011 tenemos una porción por amortizar correspondiente al 17% de la obligación, equivalente a \$555.894..

El pasivo actuarial amortizado de salud se indica a continuación:

<b>Concepto</b>	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Cálculo actuarial de la obligación de salud	3,310,894	2,884,558
Menos - Cálculo actuarial pendiente de amortizar	<u>(555,894)</u>	<u>(645,445)</u>
Pasivo actuarial amortizado	<u>2,755,000</u>	<u>2,239,113</u>

- (2) Los cálculos actuariales de salud y educación fueron preparados utilizando una tasa de interés técnico del 4.8%. Las variaciones en el pasivo actuarial amortizado se describen a continuación:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>	<b>Variación</b>
<b>Salud</b>			
Activos	229,309	302,553	(73,244)
Jubilados	2,525,691	1,936,560	589,131
<b>Educación</b>			
Activos	27,996	104,606	(76,610)
Jubilados	326,484	385,599	(59,115)
<b>Totales</b>	<u><b>3,109,480</b></u>	<u><b>2,729,318</b></u>	<u><b>380,162</b></u>

#### (18) Pasivos Estimados y Provisiones

El siguiente es un detalle de los pasivos estimados y provisiones:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Corto plazo</b>		
Provisión procesos judiciales (1) (Ver Nota 30)	682,158	655,073
Provisión obligaciones pensionales (2)	500	102,478
Provisión costos abandono, desmonte facilidades y recuperación ambiental (3)	89,193	121,714
Otras provisiones - CP (4)	130,602	14,016
Provisiones para contingencias (5)	<u>297,193</u>	<u>39,602</u>
<b>Total corto plazo</b>	<u><b>1,199,646</b></u>	<u><b>932,883</b></u>
<b>Largo plazo</b>		
Provisión costos abandono, desmonte facilidades y recuperación ambiental (6)	3,566,262	2,946,356
Provisiones comuneros (7)	<u>418,318</u>	<u>391,021</u>
<b>Total largo plazo</b>	<u><b>3,984,580</b></u>	<u><b>3,337,377</b></u>
<b>Total</b>	<u><b>5,184,226</b></u>	<u><b>4,270,260</b></u>

- (1) El siguiente es el movimiento de la provisión para procesos judiciales al cierre de diciembre de 2011:

	<u>Número de procesos</u>	<u>Valor de las Provisiones</u>
<b>Saldo inicial enero de 2011</b>	826	655,073
Adiciones, nuevas provisiones	269	41,764
Ajuste a provisiones existentes	0	60,067
Recuperación por traslado de procesos	71	227,542
Procesos terminados	(268)	(226,425)
Traslado de procesos	(107)	(75,863)
<b>Saldo final diciembre de 2011</b>	<b>791</b>	<b>682,158</b>

El siguiente es el movimiento de la provisión para procesos judiciales durante el 2010:

	<u>Número de procesos</u>	<u>Valor de las provisiones</u>
Saldo inicial 1 de enero de 2010	707	\$ 679,081
Adiciones (nuevas provisiones)	223	63,019
Ajuste a provisiones existentes	-	19,320
Reincorporación por traslado de procesos	76	43,548
Procesos terminados	(141)	(80,236)
Traslado de procesos	(39)	(69,659)
Saldo final 31 de diciembre de 2010	<u>826</u>	<u>\$ 655,073</u>

- (2) Corresponde a los aportes en pensiones estimados, pendientes de pago, de las personas que ingresaron a Ecopetrol después del 29 de enero de 2003 (Ley 797 de 2003) y hasta el primer trimestre de 2004, los cuales son cubiertos por el Régimen General de Pensiones.
- (3) Se han presentado disminuciones de aproximadamente \$49,326 por efecto de utilizaciones, principalmente en los campos: Casabe, la Cira, Tibú, Galán, Capachos, Llanito, Lisama, Tesoro, Yarigui-Cantagallo, Gala y El Díficil.

Igualmente, se genera un incremento por \$18,737, debido a la provisión realizada a los pozos exploratorios secos, principalmente Río Putumayo - Airú, Cristal 1, Achala, Kantaca, Zeus 1, Kaxan Norte, Gouda y Prados. (Ver nota 21, numeral 7)

Los siguientes son los movimientos de la provisión para costos de abandono, desmonte de facilidades y recuperación ambiental del corto plazo:

	<u>Diciembre 2011</u>	<u>Diciembre 2010</u>
<b>Saldo inicial</b>	121,714	-
Actualización estudios por costo de abandono pozos	18,737	-
Actualización corto plazo	(1,932)	136,151
Utilizaciones	(49,326)	(14,437)
<b>Saldo final</b>	<b>89,193</b>	<b>121,714</b>

- (4) Incluye provisiones creadas con el fin de anticipar los potenciales eventos de la naturaleza y otros que puedan causar afectación a las instalaciones de transporte e impactar las regiones en las que se tiene presencia. A partir de Enero de 2012 se crean tres proyectos de gran escala: Proyecto Dosquebradas, Programa de Integridad y Programa de Contingencias.
- (5) Se encuentra representado por: (i) \$54,202 para posibles reclamaciones de pagos a PDVSA y derrames con impacto ambiental; (ii) \$500 por bono de retiro del personal de la subsidiaria Hocol S. A. aún en proceso; (iii) \$149 correspondientes a la comisión de éxito para el apoderado en el proceso en contra de Ecopetrol S. A. instaurado por Industrias Crizasa; (iv) \$718 por obligaciones potenciales en laudos arbitrales, y (v) a diciembre de 2011, la provisión para reserva actuarial asciende a \$241,624. (Ver Nota 21 (7)).
- (6) Los costos de abandono aumentaron por la compra que efectuó Ecopetrol S.A. del 50% de participación que Occidental de Colombia tenía en el contrato de asociación Cravo Norte, en el cual la participación del abandono por \$28,905 que debía cubrir esta última entidad pasó a Ecopetrol. La provisión por abandono tuvo un incremento neto por efecto de las actualizaciones por estudios de \$603,981 y a las nuevas provisiones asociadas a las nuevas comercialidades por \$13,993.

Los siguientes son los movimientos de la provisión para costos de abandono, desmonte de facilidades y recuperación ambiental del largo plazo:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Saldo inicial</b>	2,946,356	2,932,989
Adiciones, Actualizaciones – (Disminuciones)	617,974	168,030
Traslados al corto plazo	1,932	(136,151)
Utilizaciones a largo plazo	-	(17,694)
Efecto por tasa de cambio	-	(818)
<b>Saldo final</b>	<b><u>3,566,262</u></b>	<b><u>2,946,356</u></b>

- (7) Comprende la provisión para atender las reclamaciones de los Comuneros de Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo de Cusiana, originadas en los Contratos de Regalías Nos. 15, 15<sup>a</sup>, 16 y 16<sup>a</sup> celebrados con Ecopetrol, pero decretados nulos de oficio por el Consejo de Estado. De dicho monto, \$90,752 corresponde al valor inicialmente reconocido por Ecopetrol, junto con la valorización del fondo donde se encuentran los recursos y, \$327,566 a los intereses generados. Está pendiente de fallo el recurso extraordinario de súplica interpuesto por los citados Comuneros.

**(19) Otros Pasivos a Largo Plazo**

El siguiente es un detalle de otros pasivos a largo plazo:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Impuesto de renta diferido crédito (Ver nota 16)	1.706.394	1.274.805
Anticipos recibidos de Ecogas para atender BOMT´s	676.628	799.950
Crédito por corrección monetaria diferida	136.814	167.035
Otros pasivos	65.678	5.575
<b>Total</b>	<b><u>2.585.514</u></b>	<b><u>2.247.365</u></b>

## (20) Patrimonio

El siguiente es un detalle del patrimonio:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Capital autorizado	15.000.000	15.000.000
Capital por suscribir	(4.720.825)	(4.881.872)
<b>Capital suscrito</b>	<b>10.279.175</b>	<b>10.118.128</b>
Capital suscrito por cobrar	-	-
<b>Capital suscrito y pagado</b>	<b>10.279.175</b>	<b>10.118.128</b>
Prima en colocación de acciones	6.944.159	4.721.700
Prima en colocación de acciones por cobrar	(156.015)	(1.192)
<b>Prima en colocación de acciones</b>	<b>6.788.144</b>	<b>4.720.508</b>
<b>Superávit por valorizaciones</b>	<b>9.479.961</b>	<b>9.996.866</b>
Desvalorización de activos	(695.579)	(701.694)
Responsabilidades	(782)	(781)
<b>Efecto aplicación régimen contabilidad pública</b>	<b>(696.361)</b>	<b>(702.475)</b>
Utilidad del ejercicio	15.448.333	8.346.097
Reserva Legal	4.951.629	4.117.020
Reserva ocasional programas de inversión	4.131.087	2.615.717
Reserva Decreto Reglamentario 2336 de 1995	96.695	0
Saneamiento contable	17.804	17.804
Superávit método de participación	4.358.295	2.158.663
Patrimonio institucional incorporado	156.276	139.548
<b>Total patrimonio</b>	<b>55.011.038</b>	<b>41.527.876</b>

### **Capital Suscrito y Pagado**

El capital autorizado de Ecopetrol es de \$15,000,000 dividido en 60,000,000,000 de acciones nominativas ordinarias, valor nominal \$250 pesos cada una, de las cuales se han suscrito 41,116,698,456 acciones, representadas en 11.51% en nuevos accionistas y 88.49%, en accionistas entidades estatales. El valor de las acciones en reserva asciende a \$4,720,825 conformada por 18,883,301,544 acciones.

### **Prima en Colocación de Acciones**

Corresponde, principalmente a: (i) Al exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones en el momento de efectuarse la capitalización en el año 2007 por \$4,700,883; (ii) \$20,817, al valor generado en el proceso de colocación de acciones en el mercado secundario, originado por la ejecución de garantías a los deudores morosos, de conformidad con lo establecido en el artículo 397 del Código de Comercio, y (iii) Al exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones adjudicadas en la segunda ronda, efectuada en septiembre de 2011 por \$2,222,441.

### **Efecto de Aplicación del Régimen de Contabilidad Pública**

Corresponde al traslado de los saldos negativos originados en desvalorizaciones de propiedades, planta y equipo, establecido por el RCP a partir de 2008.

También se revelan en este rubro las responsabilidades pendientes de fallo originadas en procesos de pérdidas de materiales, dando aplicación al procedimiento establecido en el RCP.

### **Reservas Patrimoniales**

La reserva legal se constituye con el 10% de la utilidad neta y puede ser usada para compensar pérdidas o distribuir en caso de liquidación de la Empresa.

El 24 de marzo de 2011, los resultados del período 2010 fueron puestos a disposición de la Asamblea General de Accionistas, con la cual se determinó aumentar la reserva legal en \$834,610 para un total de \$4,951,629.

Así mismo, se establecieron reservas para: utilidades no realizadas del grupo empresarial por \$571,854 para un total de \$1,086,070; cumplimiento Decreto Reglamentario 2336 de 1995 (valoración a precios de mercado) por \$96,695; nuevas exploraciones \$493,611, alcanzando un total de \$1,477,675 y, \$480,813 para pago de dividendos emisión de acciones 2011.

### Patrimonio Institucional Incorporado

Corresponde al producto de la comercialidad relacionada, principalmente, con los contratos de asociación Nare, Matambo, Garcero, Corocora, Estero, Caracara, por los pozos Sardinias 6, Remache Norte 3, Abejas 3, Jaguar T5 y T6, Orocué, pozo Guarilaque 7, Campo Rico por los pozos Candalay, Jordán 5, Remache Norte 2 y 5, Abejas 2 y Vigía e incorporación de la bodega materiales de Cocorná.

### Resumen de Valorizaciones y Superávit por Valorizaciones

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Propiedades, planta y equipo (1)</b>		
Planta y equipo	4.263.700	4.257.993
Edificaciones	1.540.443	1.514.980
Terrenos	1.354.440	1.355.627
Ductos y líneas	971.353	990.058
Equipos de transporte y Otros activos	132.973	148.137
Equipo de comunicaciones y computación	39.471	36.926
	<b><u>8.302.380</u></b>	<b><u>8.303.721</u></b>
	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Inversiones de renta variable</b>		
Empresa de Energía de Bogotá S. A. ESP.	587.164	931.845
Interconexión Eléctrica S. A.	590.417	761.300
	<b><u>1.177.581</u></b>	<b><u>1.693.145</u></b>
<b>Total</b>	<b><u>9.479.961</u></b>	<b><u>9.996.866</u></b>

(1) En lo corrido del año, se realizó la actualización del avalúo en los activos de las áreas de la Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo y en los departamentos de Cundinamarca y Santander, por \$32,341. Adicionalmente, se presentaron retiros de activos fijos que implicaron una disminución por \$33,682.

### (21) Cuentas de Orden

El siguiente es un detalle de las cuentas de orden:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Deudoras</b>		
Derechos de explotación - Decreto 727 de 2007 (1)	67,496,739	72,619,793
Otros derechos contingentes y cuentas deudoras (2)	17,837,191	14,028,611
Costos y gastos (deducibles y no deducibles)	18,982,172	13,314,595
Patrimonios autónomos pensionales (3)	11,303,177	11,202,556
Títulos valores entregados en custodia y garantía	5,312,765	4,286,666

Ejecución de proyectos de inversión	751,827	751,827
Procesos judiciales	582,472	584,774
<b>Total</b>	<b>122,266,343</b>	<b>116,788,822</b>
	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Acreedoras</b>		
Procesos judiciales	34,747,938	32,170,191
Bienes recibidos en custodia (4)	28,325,675	17,980,574
Garantías contractuales (5)	7,646,135	14,860,727
Patrimonios autónomos pensionales (7)	11,544,801	10,861,969
Pasivos no fiscales	9,888,544	6,817,853
Otras obligaciones contingentes (6)	2,663,576	2,778,968
Obligaciones Potenciales – pasivos pensionales (7)	1,222,955	1,603,998
Ingresos no gravados	4,818,819	1,555,073
Contratos de mandato (8)	1,400,596	1,433,804
Bienes y derechos recibidos en garantía (9)	0	1,220,162
Fondos de administración - Dec 1939 de 2001 y 2652 de 2002	973,151	964,872
Pagos futuros de BOMT's	228,941	352,615
<b>Total</b>	<b>103,461,131</b>	<b>92,600,806</b>
	<b>18,805,212</b>	<b>24,188,016</b>

- (1) Valorados al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 con base en los volúmenes del estudio de reservas auditado (ver nota 32) y aplicando el precio promedio determinado por normatividad aprobada por la SEC. La variación a diciembre de 2011 corresponde a la actualización anual.

No obstante que durante el periodo se presentaron unos mayores ingresos de operación en un 23%, debido al incremento en precio WTI de 79 a 96 US/barril y a los volúmenes de reservas en 129 Mbls, , este efecto se vió contrarrestado por un incremento en un 62% en los costos de operación y de abandono, ocasionando un menor valor en el proceso de valoración de los derechos de explotación. Los principales campos donde se ve impactado el valor por este concepto son Rubiales, Pauto, Chichimene, Gibraltar, Chuchupa, y Cravo Norte.

- (2) Comprende el saldo de las cuentas de orden fiscales que reflejan las diferencias entre los valores, tanto de patrimonio como de cuentas de resultado, tomados en la declaración de renta de 2010 y los saldos contables. Las diferencias se originan en conceptos tales como valorizaciones, provisiones que no son aceptadas fiscalmente, la diferencia en el método de amortización de inversiones petrolíferas que contablemente se realiza por unidades de producción y fiscalmente por línea recta, y el efecto del ajuste por inflación generado, entre otros.
- (3) Refleja el derecho contingente (cuenta deudora) por los recursos entregados al Patrimonio Autónomo Pensional, para el pago del pasivo pensional conmutado, con el fin de controlar la existencia de los recursos líquidos en el patrimonio autónomo. El valor conmutado (transferido) al 31 de diciembre de 2011 que es de \$11,303,177 (en la fecha de conmutación, 31 de diciembre de 2008, \$10,092,528), corresponde al pasivo pensional por mesadas pensionales, cuotas partes y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación queda dentro del pasivo pensional a cargo de Ecopetrol. Los recursos conmutados, así como sus rendimientos, no se pueden cambiar de destinación ni restituirse a la Compañía hasta tanto se cumpla con la totalidad de las obligaciones pensionales.

Un detalle de los fondos es el siguiente:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Consortio Ecopensiones 2011	2,716,510	2,206,364
Porvenir S.A	2,493,719	0
Consortio Pensiones Ecopetrol 2011	2,052,000	1,929,035
Unión temporal Skandia-HSBC	2,032,891	0
Consortio fidupensiones Bogotá-Colpatria-Occidente	2,008,057	0
Consortio Fiducaf� - Fiduprevisora - Fidupetrol	0	2,349,054
Consortio Fidupopular - Fiduoccidente	0	2,061,664
Consortio Fidubogot� - Fiduolpatria	0	1,328,292
Consortio Fiduagraria - Fiduoldex - Helm Trust	0	1,328,147
<b>Total</b>	<b><u>11,303,177</u></b>	<b><u>11,202,556</u></b>

Debido a que el 5 de julio de 2011 finalizaron los contratos suscritos para la administración de los Patrimonios Autónomos Pensionales, se llevó a cabo un proceso de selección público para elegir los nuevos administradores de los recursos, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 4 del Decreto 941 de 2002. El proceso inició en abril de 2011 y culminó en julio de 2011, entregándose los recursos a los nuevos adjudicatarios.

- (4) Conformado por el valor de las regalías correspondiente al balance de reservas de Ecopetrol por \$28,215,023, calculado según normatividad aprobada por la SEC. Adicionalmente, el saldo se encuentra representado por los inventarios de productos vendidos y de materiales, pendientes de entrega a los clientes, por \$41,850, y bienes recibidos en custodia de concesión: Coveñas, \$41,660; Pozos Colorados, \$21,058; y Tumaco, \$6,084.

El 7 de marzo de 2007 se emitió el Decreto 727 que reemplazó el Decreto 2625 de 2000 e incluye normas relacionadas con la valoración de reservas y la contabilización de las reservas de hidrocarburos de la Nación en los estados financieros de la Empresa. En adición, el decreto establece registrar el valor de los derechos de exploración o producción de hidrocarburos que posee. Dicho registro es mantenido en cuentas de orden, de conformidad con la opinión dada por la CGN; sin embargo, las cuentas de orden no hacen parte del balance general de la Empresa.

- (5) Conformado por los contratos pendientes de ejecución celebrados en pesos, dólares y euros, actualizados a la tasa representativa del mercado a 31 de diciembre de 2011 por \$7,459,089; cartas de crédito stand by, las cuales garantizan contratos firmados por Ecopetrol por \$186,967 y cartas documentarias por \$79.
- (6) Incluye, principalmente, la prenda cerrada por \$2,552,308 de las acciones que posee Ecopetrol S. A. directa o indirectamente en Hocol Petroleum Limited, Offshore International Group y Polipropileno del Caribe S. A., con un cubrimiento del 120% del monto del crédito otorgado por la banca nacional. (Ver Nota 14).
- (7) Conformado por el valor del cálculo actuarial de mesadas, cuotas partes y bonos pensionales al 31 de diciembre de 2011 más el porcentaje de amortización de la reserva de 2010 que se originó por el cambio en el principio contable de amortización. Al cierre de diciembre de 2011 se tenía una reserva por amortizar del 11%, equivalente a \$1,222,955.

El saldo del pasivo actuarial amortizado se compone como se indica a continuación:

<b>Concepto</b>	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Cálculo actuarial de la obligación de mesadas y bonos pensionales	12,767,756	12,465,967
Menos - Cálculo actuarial pendiente de amortizar	<u>(1,222,955)</u>	<u>(1,603,998)</u>
Pasivo actuarial amortizado	<u>11,544,801</u>	<u>10,861,969</u>

En diciembre de 2011, el valor de la obligación pensional es superior al saldo reportado por los patrimonios autónomos, debido a esto fue necesario registrar una provisión por \$241,624 para cubrir esta diferencia. (Ver Nota 18 (5) (v)).

El saldo de los patrimonios autónomos pensionales, el valor de la reserva actuarial y el valor amortizado del pasivo pensional por mesadas, se incluye en cuentas de orden.

El cálculo actuarial fue preparado utilizando una tasa de interés técnico del 4%. El crecimiento de los salarios, pensiones en dinero y pensiones en especie fue calculado utilizando la tasa promedio de inflación, calculada por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística DANE, durante los últimos tres años anteriores al año del cálculo.

- (8) Incluye el valor de los activos recibidos en custodia de la Refinería de Cartagena S. A. para el cumplimiento de las obligaciones contraídas, en virtud del contrato de mandato suscrito entre la Empresa y dicha sociedad para la operación de la refinería.
- (9) Corresponde a las garantías entregadas por BP Exploration Company como producto de la transacción de compra con esta compañía en agosto de 2010 por US\$637.5 millones. Debido a la adquisición de esta compañía en el primer trimestre de 2011, fueron revertidas.

## (22) Ingresos

El siguiente es un detalle de los ingresos:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Ventas nacionales</b>		
Destilados medios	7,997,563	6,074,146
Gasolinas	4,515,032	3,767,941
Servicios	1,483,320	1,373,115
Gas Natural	1,065,071	1,205,608
Otros productos	968,842	792,578
G.L.P. y propano	684,519	585,066
Asfaltos	402,923	329,468
Crudos (1)	<u>245,345</u>	<u>123,797</u>
	<b>17,362,615</b>	<b>14,251,719</b>
Reconocimiento diferencial precios (2)	<u>1,825,571</u>	<u>550,043</u>

	<b><u>19,188,186</u></b>	<b><u>14,801,762</u></b>
<b>Ventas al exterior</b>		
Crudos (1)	32,887,277	19,090,279
Combustóleo	3,336,055	2,188,249
Gas Natural (1)	552,164	142,552
Gasolinas y turbocombustible	182,116	20,779
Propileno	119,393	109,271
Otros productos	262	91,173
Diesel	11,623	217,106
	<b><u>37,088,890</u></b>	<b><u>21,859,409</u></b>
<b>Total ingresos</b>	<b><u>56,277,076</u></b>	<b><u>36,661,171</u></b>

- (1) Desde el año 2010, las ventas de crudo y gas natural a la Refinería de Cartagena y propileno a Comai se vienen registrando como ventas al exterior por originarse en zona franca. Se han registrado en el año 2011 ventas de crudo por \$5,447,292, gas natural por \$46,474 y propileno por \$119,393.
- (2) Corresponde a la aplicación del Decreto 4839 de diciembre de 2008 que definió el procedimiento para el diferencial de precios (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, que puede ser positivo o negativo).

**(23) Costo de Ventas**

El siguiente es un detalle del costo de ventas:

	<b><u>Diciembre 2011</u></b>	<b><u>Diciembre 2010</u></b>
<b>Costos Variables:</b>		
Compras de hidrocarburos - ANH (1)	8.048.981	5.335.946
Productos importados (2)	6.265.906	3.919.466
Compras de crudo asociación y concesión	3.984.332	3.111.374
Amortización y agotamiento	2.262.560	2.011.754
Servicios transporte de hidrocarburos	1.121.932	779.412
Compras de otros productos y gas	664.096	359.039
Energía Eléctrica	160.507	158.016
Materiales de proceso	190.418	137.041
Inventario inicial menos final	(522.162)	(148.234)
Ajustes volumétricos y otras asignaciones	187.679	(212.332)
	<b><u>22.364.249</u></b>	<b><u>15.451.482</u></b>
<b>Costos Fijos:</b>		
Servicios contratados asociación	1.726.641	1.423.924
Mantenimiento	1.198.449	963.137
Costos laborales	1.136.059	1.025.689
Depreciación	1.132.520	858.538
Servicios contratados	669.072	599.180
Costos de proyectos no capitalizados	450.103	419.409
Materiales y suministros de operación	215.742	198.278
Impuestos y contribuciones	166.179	145.987
Amortización de diferidos, intangibles y seguros	60.703	65.333
Costos generales	68.733	69.186
Amortización cálculo actuarial de salud y educación	68.740	18.442
	<b><u>6.892.941</u></b>	<b><u>5.787.103</u></b>
	<b><u>29.257.190</u></b>	<b><u>21.238.585</u></b>

- (1) Corresponde a las compras de crudo y gas que realiza Ecopetrol a la Agencia

Nacional de Hidrocarburos derivadas de la producción nacional, tanto de la Empresa en operación directa como de terceros.

- (2) Corresponde principalmente a naftas, utilizadas para facilitar el transporte de crudo pesado, gasolinas y diesel de bajo azufre. Este último disminuyó su volumen pero presentó tendencia al incremento en el costo de compra debido al comportamiento de los precios de referencia internacional.

**(24) Gastos Operacionales**

El siguiente es un detalle de los gastos operacionales:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Administración:</b>		
Amortizaciones (1)	276,644	185,705
Gastos laborales	172,625	143,290
Gastos generales	147,486	108,521
Depreciaciones	12,879	8,922
Alquileres y arrendamientos	3,288	2,495
Amortización cálculo actuarial salud y educación	4,715	1,052
Mantenimiento	338	302
Impuestos	13,916	179
	<b>631,891</b>	<b>450,466</b>
<b>Comercialización y proyectos:</b>		
Gastos de proyectos (2)	317,862	297,825
Transporte por oleoductos (3)	491,002	380,096
Gastos de exploración (4)	530,035	450,509
Gastos generales (5)	525,256	229,692
Gastos laborales	185,610	65,191
Impuestos	146,592	127,721
Transporte por gasoductos	122,780	125,376
Mantenimientos	5,489	1,786
Incumplimiento suministro de gas	2,511	85,222
	<b>2,327,137</b>	<b>1,763,418</b>
	<b>2,959,028</b>	<b>2,213,884</b>

- (1) Incluye principalmente amortización de crédito mercantil por \$262,984 de las compañías, Propilco, Orensa, Hocol, Offshore y Equión.
- (2) Incluye otros proyectos entre los que se destacan: Vicepresidencia de Transporte (Ampliación y desarrollo infraestructura transporte, Naftaducto crudos pesados por \$126,046), Instituto Colombiano del Petróleo (investigación y desarrollo en biocombustible, petroquímica, adecuaciones \$63,176) Dirección de Tecnología e Información (Centro de Servicios compartidos, Transformación de Telecomunicaciones \$35,784) y Vicepresidencia de Producción (Estudios de yacimientos, desarrollo integrado Cupiagua).
- (3) El incremento fue generado por mayores ventas de crudo para exportación.
- (4) Los gastos de exploración y proyectos a diciembre de 2011 corresponden, principalmente, a estudios de sísmica por \$343,756 y exploraciones no exitosas por \$164,031, dentro de las cuales las más importantes son: Rio Zulia \$27,802; Kaxan Norte N°1 \$19,990; Trueno \$ 17,295; Prados \$11,785; Kantaka \$11,225 y otras estimaciones por \$20,282,.
- (5) Conformado principalmente por: transporte fluvial \$39,421, reclasificación de costos a gastos por convenios con fuerzas militares \$73,364 y operación responsable \$123,040 (manejo integral de las aguas, construcción de proyectos para mejorar la

movilidad, mejoramiento vial, alcantarillado, actividades de reforestación y capacitación cultura ambiental).

**(25) (Gastos) Ingresos Financieros, neto**

El siguiente es un detalle de los (gastos) ingresos financieros, neto:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Ingresos:</b>		
Ganancia en cambio (1)	4,479,966	3,867,395
Dividendos en dineros	10,134	30,854
Rendimientos e intereses	243,116	182,012
Operaciones de cobertura (2)	77,117	64,620
Utilidad por valoración portafolio de inversiones	100,362	80,111
	<b>4,910,695</b>	<b>4,224,992</b>
<b>Gastos:</b>		
Pérdida en cambio (1)	4,373,365	4,041,294
Operaciones de cobertura (2)	887,343	84,582
Intereses	278,636	64,396
Otros menores	45,044	1,191
Administración y emisión de títulos	44,415	526
	<b>5,628,803</b>	<b>4,191,989</b>
<b>Neto</b>	<b>(718,108)</b>	<b>33,003</b>

(1) La utilidad acumulada por diferencia en cambio a diciembre de 2011 fue de \$106,601, principalmente, por efecto de la devaluación del peso que caracterizó el período 2011. La variación acumulada de la tasa a diciembre de 2011 fue del 1,50%. A diciembre de 2010 se presentó una pérdida de \$173,899 producto de la revaluación acumulada de 6,37%, lo que representa, con respecto a diciembre de 2011, una menor pérdida de \$280,500.

(2) Los resultados de las operaciones de cobertura para diciembre de 2011 son los siguientes:

	<b>Ingreso</b>	<b>Gasto</b>
Tasa de cambio	10,498	7,877
Gestión índice de valoración	63,226	659,374
Margen de refinación	3,398	17,789
Precio WTI y JET	8	202,303
Asfalto	(13)	
	<b>77,117</b>	<b>887,343</b>

**(26) Gastos de Jubilados**

El siguiente es un detalle de los gastos de jubilados:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Amortización cálculo actuarial y pensiones (1)	443,890	146,717
Servicios de salud	205,928	171,636
Servicios de educación	56,480	59,273
	<b>706,298</b>	<b>377,626</b>

(1) A diciembre de 2011, se ha ajustado la reserva para educación, partiendo del estudio entregado por el actuario en diciembre de 2010 actualizado con el IPC.

**(27) Ganancia por Inflación**

Corresponde a la amortización neta de la corrección monetaria diferida por valor de \$21,470 y \$21,469 por los años 2011 y 2010, respectivamente.

**(28) Otros (Gastos) Ingresos, neto**

El siguiente es un detalle de los otros (gastos) ingresos, neto:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Otros Ingresos</b>		
Recuperación servicios a asociados (1)	219,952	15,535
Producciones no comerciales (2)	215,246	121,434
Ingresos diferidos BOMTS	129,148	132,525
Recuperación de provisiones (3)	616,565	364,266
Recuperación de gastos por recobros	54,444	89,563
Ingresos años anteriores (4)	96,071	68,937
Otros ingresos menores	55,650	12,733
Ingresos por derechos cedidos	30,396	19,222
Recuperación gastos exploratorios	25,543	40,336
Indemnizaciones recibidas	9,273	7,112
Ingresos campos descubiertos no desarrollados	855	28,097
Ingresos por servicios	3,611	8,174
	<b>1,456,754</b>	<b>907,934</b>
<b>Otros gastos</b>		
Impuestos (5)	622,189	314,926
Provisiones (6)	767,419	352,498
Disponibilidad gasoductos contratos BOMTS	141,174	196,472
Pérdidas de combustibles	78,816	140,153
Cuota de fiscalización	49,883	49,435
Contribuciones y donaciones	27,003	23,268
Pérdida en baja de crédito mercantil	485	287,662
Gastos de años anteriores (7)	(18,104)	201,614
Otros gastos menores	182,770	156,551
Pérdida en baja de activos fijos	300	3,760
	<b>1,851,935</b>	<b>1,726,339</b>
	<b>(395,181)</b>	<b>(818,405)</b>

(5) Recuperación de obligaciones pensionales de la asociación entre Ecopetrol S.A. y Occidental de Colombia por \$104,835 e ingresos por comercialidad de campos con asociadas por \$95,379.

- (6) Corresponde a producciones no comerciales, las cuales se causaron a partir de abril de 2010 en la cuenta de otros ingresos, según política corporativa.
- (7) El detalle de la recuperación de provisiones es el siguiente:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Procesos judiciales	226,425	80,236
Otras recuperaciones (*)	347,034	131,077
Inventario de productos y materiales	0	29,365
Propiedad, planta y equipo	39,821	54,816
Obligaciones potenciales	2,920	0
Recuperación cartera	365	68,772
	<b>616,565</b>	<b>364,266</b>

- (\*) Detalle de otras recuperaciones de provisiones:

	<b>Diciembre 2011</b>
Recuperación provisión pasivo pensional	135,724
Actualización costos de abandono	105,722
Recuperación provisiones nómina	101,478
Otros	4,110
<b>Saldo a diciembre de 2010</b>	<b>347,034</b>

- (8) El detalle de los ingresos de años anteriores es el siguiente:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Otros (*)	77,053	3,424
Resultados en sociedades	18,713	27,771
Subsidios	305	2,440
Reversión provisión ejercicios anteriores	0	7,089
Recuperación de gastos	0	28,213
	<b>96,071</b>	<b>68,937</b>

(\*) Reclasificación dividendos decretados en el año 2010 de la Empresa de Energía de Bogotá \$51.765.

- (9) Incluye impuesto al patrimonio por \$381,195, por incremento en las tarifas y sobretasa.

- (10) El detalle del gasto por provisiones es el siguiente:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Procesos judiciales	328,277	125,887
Inventarios - productos y materiales	2,393	4,878
Propiedad, planta y equipos	35,452	51,971
Otras provisiones (i)	96,277	0
Cartera	32,417	169,762
Obligaciones potenciales	30,979	0

Conmutación Pensional (ii)	241,624	0
	<b>767,419</b>	<b>352,498</b>

- (i) Provisiones creadas con el fin de anticipar los potenciales eventos de la naturaleza y otros que puedan causar afectación a las instalaciones de transporte e impactar las regiones en las que se tiene presencia.
- (ii) Corresponde al efecto de la comparación entre los rendimientos de los patrimonios autónomos y la obligación conmutada de Ecopetrol, la cual ha sido mayor a los rendimientos generados.

(11) El detalle de los gastos de años anteriores es el siguiente:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Pérdidas en compañías vinculadas	16,459	56,471
Gastos generales	14,416	2,614
Gastos proyectos no capitalizados	0	9,820
Intereses	0	3,763
Depreciación activos fijos	(72,310)	(37,437)
Pozos secos	0	27,855
Ajuste regalías (*)	23,331	138,528
	<b>(18,104)</b>	<b>201,614</b>

(\*) Ajuste liquidación contrato de compra de crudo regalías a la ANH del año 2010.

(12) Incluye convenios de inversión social (disminución analfabetismo, dotación auditorio, centro cultural y deportivos) \$180,254.

## **(29) Resultados en Sociedades, neto**

A diciembre de 2011 y 2010 la aplicación del método de participación patrimonial en las compañías subordinadas o con influencia importante presentó los siguientes resultados:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
-		
Hocol Petroleum Company	629,920	232,763
Equion Energia Limited	217,492	-
Offshore International Group	78,680	54,642
ODL Finance S.A.	53,330	11,668
Invercolsa	59,946	27,880
Ocensa S.A.	-	97,918
Ecopetrol Transportation Company	5,245	70,540
Refinería de Cartagena	(78,932)	(149,987)
Polipropileno del Caribe S.A.	15,881	32,654
Black Gold Re Limited	23,910	12,215
Andean Chemicals Ltd.	(109,912)	(169,511)
ECP Transportation Investments	5,311	(10)
Ecopetrol Capital AG	(1,440)	-
Serviport	(368)	(802)
Ecodiesel Colombia S.A.	-	1,036
Ecopetrol America Inc.	(395)	(1,086)
Oleoducto de Colombia S.A.	(3,552)	(2,654)
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.	(1,918)	(9,106)
Ecopetrol del Perú S.A.	(15,914)	(94,920)
Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil Ltda.	(128,657)	(211,459)
Ecopetrol Global Energy	(196,479)	(542,949)

**Resultado Neto**

**552,148**

**(641,168)**

**(30) Contingencias**

A continuación se resumen los procesos más significativos con pretensión superior a \$10,000 sobre los cuales se han reconocido provisiones, se registran de acuerdo con las evaluaciones de los apoderados internos y externos de la Empresa, al 31 de diciembre de 2011 y de 2010:

<b>Proceso</b>	<b>Acción</b>	<b>Cuantía de provisión diciembre 2011</b>	<b>Cuantía de provisión diciembre 2010</b>
Foncoeco (1)	Fondo de Participación de utilidades de los trabajadores y extrabajadores de Ecopetrol S. A.	-	143,692
Contrato de asociación Garceró	Acción Popular de Luis Enrique Olivera Petro contra ECOPETROL, La Nación, Ministerio de Minas y otros por extensión del Contrato de Asociación Garceró.	204,189	-
Municipios de Aguazul y Tauramena	Acción popular. Aportes al fondo de solidaridad y redistribución de ingresos como consecuencia de generación de energía, según Ley 142 de 1994.	139,688	139,688
Municipio de Arauca	Acción popular. Aportes al fondo de solidaridad y redistribución de ingresos como consecuencia de generación de energía, según Ley 142 de 1994.	121,051	121,051
Departamento del Tolima	Acción popular para la reliquidación de regalías con el 20% estipulado por la Ley 141 de 1994.	82,287	82,287
Incidencia salarial – estímulo al ahorro	Aplicar incidencia salarial a los dineros pagados bajo la figura de estímulo al ahorro y como consecuencia reliquidar las prestaciones sociales (legales y extralegales) y mesada pensional, desde la fecha en que ECOPETROL empezó a reconocerlo.	13,983	0

A 31 de diciembre de 2011, el saldo de la provisión para procesos judiciales asciende a \$682,158 (2010 - \$655,073).

- (1) El dictamen pericial de 2005 estableció en \$542,000 el cargo de Ecopetrol en la acción civil ordinaria interpuesta por Foncoeco, la cual pretendía que Ecopetrol pagara el capital y rendimientos financieros autorizados por la Junta Directiva para constituir el fondo de participación de utilidades de los trabajadores de la Empresa. El 29 de junio de 2011, la Sala Civil del Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá revocó la sentencia proferida por el Juzgado 23 Civil del Circuito de Bogotá

de 2005; en su lugar, la sentencia de segunda instancia ordenó a la Empresa pagar a Foncoeco únicamente la suma de \$6.6 millones de pesos, monto que fue cancelado el 15 de julio de 2011.

### (31) **Compromisos**

#### **Acuerdo para Comercialización de Gas**

Se estableció acuerdo de mandato con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), para que Ecopetrol comercialice a nombre de la ANH el gas natural propiedad del Estado y de las participaciones de la ANH, el cual entrará en vigencia el primero de abril de 2012 hasta el 31 de diciembre de 2013.

#### **Contratos de Suministro de Gas**

Adicional a los contratos ya existentes, la Empresa ha suscrito nuevos contratos de venta o suministro de gas con terceros, tales como Empresas Públicas de Medellín E.S.P., Gases del Caribe, Gases de Occidente S.A. E.S.P., Gas Natural S.A. E.S.P y Gecelca entre otros. Ecopetrol comercializó a diciembre de 2011, 582.44 GBTUD promedio por valor de \$1,614,249 (incluye exportaciones).

#### **Opciones**

#### **Estructuras Forward**

Se ejecutaron coberturas sobre tasa de cambio a través de Forwards. Con estas operaciones se cubre el riesgo de fluctuaciones de la tasa de cambio y se aseguran flujos de caja ciertos para fechas determinadas

#### **Forwards**

<b>Fecha de negociación 2011</b>	<b>Fecha vencimiento al 2012</b>	<b>Volumen</b>	<b>Tasa Forward</b>
29 de diciembre	6 de enero	US \$ 5.000.000	\$1.943, 03

#### **Contratos Ship or Pay**

Ecopetrol S. A. y ODL Finance S. A. tienen firmados los siguientes contratos Ship or Pay: i) El primero soporta la deuda (Tarifa Financiera) a 5 años con el Grupo Aval, la cual es recaudada mediante encargo fiduciario, que realiza los pagos de amortización de la deuda. Este contrato fue reemplazado por uno nuevo, ejecutado en mayo de 2010, a un término de 7 años, para reflejar las nuevas condiciones pactadas con el Grupo Aval y ii) El segundo contrato respalda la titularización (Patrimonio Autónomo Títulos) con un término de 7 años. Los títulos están administrados a partir de su fecha de emisión por un patrimonio autónomo estructurado para tal fin, al cual se cedieron los derechos patrimoniales de facturación, recaudo y pago a los tenedores de los títulos.

Bajo el primer contrato Ship or Pay, ODL Finance S. A. se compromete a transportar 75.000 barriles de crudo diarios, durante el periodo de gracia de dos años de la facilidad y 90.000 barriles de crudo diarios durante los siguientes cinco años. Bajo el segundo contrato, ODL Finance S. A. se compromete a transportar 19.500 barriles de crudo durante la primera fase del proyecto de construcción (que inició operaciones en septiembre de 2009) y 39.000 barriles de crudo diarios a partir del inicio de la segunda fase que se llevó a cabo en el primer trimestre de 2010.

#### **Garantía otorgada a operación de financiación internacional para Refinería**

El 30 de Diciembre de 2011, se llevó a cabo el cierre financiero para el otorgamiento de una garantía contingente a Refinería de Cartagena S.A.- Reficar S.A., por parte de

Ecopetrol, la cual hace parte de la financiación otorgada por un grupo de Agencias de Crédito a la Exportación y por bancos comerciales para el proyecto de expansión y modernización de la Refinería de Cartagena. La estructura del financiamiento es del tipo Project Finance, y asciende a US\$3.500 millones con un plazo máximo de repago de 14 años, contados a partir de los seis meses siguientes a la fecha de terminación del Proyecto.

Para efectos de la financiación del Proyecto, Ecopetrol otorgó a los prestamistas una garantía contingente de pago de eventuales montos que pudieran hacerle falta a Reficar S.A. para el servicio de la deuda.

### (32) **Reservas de Crudo y Gas**

Ecopetrol se acoge a los estándares internacionales para la estimación, categorización y reporte de reservas, enmarcados en las definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC). El proceso es liderado por el Grupo de Control de Reservas de la Vicepresidencia Corporativa de Finanzas, quien define e implementa lineamientos y controles en la organización que permitan garantizar la consistencia en la interpretación y la aplicación de la normatividad vigente para la estimación de reservas. El reporte oficial de reservas fue aprobado por el Comité de Reservas de Ecopetrol en enero de 2012 y ratificado por el Comité de Auditoría en este mismo mes.

Las reservas fueron auditadas en un 99% por 3 compañías especializadas: Gaffney, Cline & Associates, DeGolyer and MacNaughton y Ryder Scott Company. De acuerdo con dichas certificaciones, el reporte de reservas se ajusta al contenido y los lineamientos establecidos en la Regla 4-10 de la regulación S-X de la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos de América.

La siguiente información corresponde a las reservas probadas netas de propiedad de Ecopetrol en 2011 y 2010 (no incluye compañías filiales ni subordinadas), la cual corresponde a los balances oficiales de reservas preparados por la Empresa.

	2011			2010		
	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Petróleo equivalente (Mbe)	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Petróleo equivalente (Mbe)
Reservas probadas al 1 de Enero	1,152.1	2,694.1	1,624.7	1,040.6	2,296.5	1,449.6
Revisiones	111.1	-261.5	65.3	52.9	196.3	86.4
Recobro Mejorado	14.8	3.6	15.4	47.3		47.3
Extensiones y descubrimientos	184.9	386.2	252.6	160.2	362.0	218.6
Producción	-175.9	-163.1	-204.5	-148.9	-160.8	-177.1
Reservas netas probadas a fin de período	<u>1,287.0</u>	<u>2,659.3</u>	<u>1,753.5</u>	<u>1,152.1</u>	<u>2,694.1</u>	<u>1,624.7</u>

Mbls = Millones de barriles

Mbe = Millones de barriles de petróleo equivalente

Gpc: Giga pies cúbicos

### (33) **Hechos Subsecuentes**

#### **Acuerdo de Ecopetrol y Chevron con PDVSA**

Ecopetrol S.A, en asocio con Chevron Petroleum Company llegaron a un acuerdo para prorrogar el actual contrato suscrito con PDVSA Gas S.A., para la exportación de gas natural entre Colombia y Venezuela por un periodo adicional de dos años y medio a partir de enero de 2012.

Así mismo, se firmaron los respectivos ajustes en los acuerdos previos entre PDVSA Gas y Ecopetrol para enviar gas desde Venezuela a Colombia una vez termine la exportación de gas de Colombia a Venezuela.

**(34) Presentación**

Algunas cifras del balance general no consolidado, del estado no consolidado de actividad financiera, económica, social y ambiental y del estado de flujos de efectivo del 31 de diciembre de 2010 fueron reclasificadas para propósitos de presentación con las del 31 de diciembre de 2011.

**9.5.** Estados Financieros Consolidados de ECOPETROL S.A. para los años terminados el 31 de Diciembre de 2012 y 2011

## **ECOPETROL S. A.**

Estados Financieros Consolidados

Al 31 de diciembre de 2012

(Con cifras comparativas al 31 de diciembre de 2011)

Con el informe del Revisor Fiscal

## **Certificación del Representante Legal y Contador de la Compañía**

**A los señores Accionistas de Ecopetrol S. A.:**

**20 de febrero de 2013**

Los suscritos Representante Legal y Contador de la Compañía certificamos que antes de ser puestos a su disposición y de terceros hemos verificado las siguientes afirmaciones contenidas en los estados financieros consolidados del Grupo al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

1. Todos los activos y pasivos, incluidos en los estados financieros consolidados del Grupo al 31 de diciembre de 2012 y 2011, existen y todas las transacciones incluidas en dichos estados se han realizado durante los años terminados en esas fechas.
2. Todos los hechos económicos realizados por el Grupo, durante los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, han sido reconocidos en los estados financieros consolidados.
3. Los activos representan probables derechos económicos futuros y los pasivos representan probables obligaciones actuales y futuras, obtenidos o a cargo del Grupo al 31 de diciembre de 2012 y 2011.
4. Todos los elementos han sido reconocidos por sus valores apropiados, de acuerdo con los principios de contabilidad pública generalmente aceptados promulgados por la Contaduría General de la Nación.
5. Todos los hechos económicos que afectan al Grupo han sido correctamente clasificados, descritos y revelados en los estados financieros consolidados.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente

Alberto Vargas Peñalosa  
Contador Público  
T. P. 167682 - T

## **INFORME DEL REVISOR FISCAL**

Señores Accionistas  
Ecopetrol S.A.:

He auditado los estados financieros consolidados de Ecopetrol S.A. (el Grupo), los cuales comprenden el balance general consolidado al 31 de diciembre de 2012 y los estados consolidados de actividad financiera, económica, social y ambiental, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo, por el año que terminó en esa fecha y sus respectivas notas que incluyen el resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa. Los estados financieros consolidados correspondientes al año 2011 fueron auditados por otro contador público, miembro de KPMG Ltda., quien, en su informe de fecha 17 de febrero de 2012 expresó una opinión sin salvedades sobre los mismos.

La administración es responsable por la adecuada preparación y presentación de estos estados financieros consolidados de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, promulgados por la Contaduría General de la Nación. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para la preparación y presentación de estados financieros consolidados libres de errores de importancia material, bien sea por fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas, así como establecer los estimados contables razonables en las circunstancias.

Mi responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados con base en mi auditoría. Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y efectué mi examen de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que cumpla con requisitos éticos, planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados están libres de errores de importancia material.

Una auditoría incluye realizar procedimientos para obtener evidencia sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del criterio del revisor fiscal, incluyendo la evaluación del riesgo de errores de importancia material en los estados financieros consolidados. En dicha evaluación del riesgo, el revisor fiscal tiene en cuenta el control interno relevante para la preparación y presentación de los estados financieros consolidados, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye evaluar el uso de políticas contables apropiadas y la razonabilidad de los saldos y de los estimados contables realizados por la administración, así como evaluar la presentación de los estados financieros consolidados en general. Considero que la evidencia de auditoría que obtuve proporciona una base razonable para fundamentar la opinión que expreso a continuación.

En mi opinión, los estados financieros consolidados mencionados, adjuntos a este informe, presentan razonablemente, en todos los aspectos de importancia material, la situación financiera consolidada del Grupo al 31 de diciembre de 2012, los resultados consolidados de sus operaciones y sus flujos consolidados de efectivo por el año que terminó en esa fecha, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, promulgados por la Contaduría General de la Nación, aplicados de manera uniforme con el año anterior.

José Hilario Sanabria Caballero  
Revisor Fiscal de Ecopetrol S.A.  
T. P. 34266 - T  
Miembro de KPMG Ltda.

20 de febrero de 2013

ECOPETROL S.A.  
Balances Generales Consolidados  
Al 31 de diciembre de 2012  
(con cifras comparativas al 31 de diciembre de 2011)  
(Expresados en millones de pesos colombianos)

<u>Activos</u>	A 31 de diciembre de	
	<u>2012</u>	<u>2011</u>
<b>Activos corrientes:</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo (notas 2 y 3)	\$ 7.940.690	6.779.937
Inversiones (notas 2 y 4)	1.371.559	1.337.602
Cuentas y documentos por cobrar, neto (notas 2 y 5)	5.261.501	4.636.536
Inventarios, neto (nota 6)	2.806.282	2.761.605
Anticipos, avances y depósitos (notas 2 y 7)	5.378.926	3.459.942
Impuesto diferido activo (nota 17)	14.014	10.019
Gastos pagados por anticipado (nota 8)	<u>110.655</u>	<u>52.374</u>
Total activos corrientes	22.883.627	19.038.015
<b>Activos no corrientes:</b>		
Inversiones (notas 2 y 4)	5.812.223	5.474.805
Cuentas y documentos por cobrar, neto (notas 2 y 5)	503.451	407.227
Anticipos, avances y depósitos (notas 2 y 7)	172.708	144.482
Depósitos entregados en administración (nota 9)	478.810	321.361
Propiedades, planta y equipo, neto (nota 10)	37.134.955	30.033.380
Recursos naturales y del medio ambiente, neto (nota 11)	18.568.730	15.440.787
Cargos diferidos (notas 12 y 17)	3.646.421	3.950.060
Otros activos (notas 2 y 13)	4.030.763	3.891.391
Valorizaciones (nota 14)	<u>20.647.890</u>	<u>13.575.878</u>
Total activos	<u>\$ 113.879.578</u>	<u>92.277.386</u>
<b><u>Pasivos y Patrimonio</u></b>		
<b>Pasivos corrientes:</b>		
Obligaciones financieras (notas 2 y 15)	2.239.139	831.594
Cuentas por pagar y vinculados (notas 2 y 16)	10.905.375	4.683.148
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar (nota 17)	7.859.948	8.309.180
Obligaciones laborales y pensionales (nota 18)	256.929	233.322
Pasivos estimados y provisiones (notas 2 y 19)	<u>1.872.335</u>	<u>1.695.193</u>
Total pasivos corrientes	23.133.726	15.752.437
<b>Pasivos no corrientes:</b>		
Obligaciones financieras (notas 2 y 15)	11.466.686	7.969.978
Cuentas por pagar y vinculados (notas 2 y 16)	662.472	518.143
Obligaciones laborales y pensionales (nota 18)	4.070.744	3.190.229
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar (nota 17)	555.054	1.035.971
Pasivos estimados y provisiones (notas 2 y 19)	4.376.004	4.084.829
Otros pasivos a largo plazo (notas 2 y 20)	<u>2.271.844</u>	<u>2.784.313</u>
Total pasivos	46.536.530	35.335.900
Interes minoritario (nota 21)	2.602.167	2.252.631
<b>Patrimonio:</b>		
(Nota 22 y ver estado adjunto)	<u>64.740.881</u>	<u>54.688.855</u>
Total pasivos y patrimonio	<u>\$ 113.879.578</u>	<u>92.277.386</u>
<b>Cuentas de orden (nota 23) :</b>		
Deudoras	\$ 144.971.427	130.221.872
Acreedoras	<u>\$ (115.482.125)</u>	<u>(111.784.600)</u>

Veáanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa  
Contador Público  
T. P. 167682 - T  
(Ver certificación adjunta)

José Hilario Sanabria Caballero  
Revisor Fiscal  
T. P. 34266 - T  
Miembro de KPMG Ltda.  
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2013)

ECOPETROL S.A.  
Estados Consolidados de Actividad Financiera,  
Económica, Social y Ambiental  
Año que terminó el 31 de diciembre de 2012  
(con cifras comparativas por el año que terminó el 31 de diciembre de 2011)  
(Expresados en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad neta  
por acción, que está expresada en pesos colombianos)

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Ingresos (nota 24):		
Ventas nacionales	\$ 24.361.913	23.554.629
Ventas al exterior	<u>44.490.089</u>	<u>42.412.885</u>
Total ingresos	68.852.002	65.967.514
Costos de ventas (nota 25)	<u>40.535.508</u>	<u>36.704.584</u>
Utilidad bruta	28.316.494	29.262.930
Gastos operacionales (nota 26):		
Administración	874.980	1.018.917
Comercialización y proyectos	<u>3.235.224</u>	<u>2.371.033</u>
Utilidad operacional	24.206.290	25.872.980
Ingresos (gastos) no operacionales:		
Gastos financieros, neto (nota 27)	(167.889)	(904.302)
Gastos de jubilados (nota 28)	(948.455)	(706.298)
Ganancia por inflación (nota 29)	97.663	21.836
Otros gastos, neto (nota 30)	<u>(855.908)</u>	<u>(642.784)</u>
Utilidad antes de impuesto sobre la renta e interés minoritario	22.331.701	23.641.432
Provisión impuesto de renta (nota 17)	7.095.874	7.561.634
Impuesto diferido (nota 17)	<u>37.521</u>	<u>394.087</u>
Utilidad antes de interés minoritario	15.198.306	15.685.711
Interés minoritario	<u>419.359</u>	<u>233.377</u>
Utilidad neta del período	\$ <u>14.778.947</u>	<u>15.452.334</u>
Utilidad neta por acción	<u>359,44</u>	<u>380,27</u>

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa  
Contador Público  
T. P. 167682 - T  
(Ver certificación adjunta)

José Hilario Sanabria Caballero  
Revisor Fiscal  
T. P. 34266 - T  
Miembro de KPMG Ltda.  
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2013)

ECOPETROL S. A.  
Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio  
Año que terminó el 31 de diciembre de 2012  
(con cifras comparativas por el año que terminó el 31 de diciembre de 2011)  
(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Capital suscrito y pagado	Prima en colocación de acciones	Reserva legal y otras	Patrimonio institucional incorporado	Superávit método de participación	Superávit por valorizaciones	Efecto Régimen Contabilidad Pública	Utilidades acumuladas	Total patrimonio
Saldo al 31 de diciembre de 2010	\$ 10.118.128	4.720.508	6.732.738	157.352	1.178.418	10.977.041	(702.475)	8.146.471	41.328.181
Distribución de dividendos (\$145 por acción)	-	-	-	-	-	-	-	(5.868.514)	(5.868.514)
Capitalización - Emisión y colocación de acciones segunda ronda	161.047	-	-	-	-	-	-	-	161.047
Capital suscrito por cobrar y prima en colocación	-	2.222.459	-	-	-	-	-	-	2.222.459
Adición prima en colocación de acciones - Ejecución garantías	-	(154.823)	-	-	-	-	-	-	(154.823)
Superávit por valorizaciones	-	-	-	-	-	1.694.655	-	-	1.694.655
Revalorización de propiedad planta y equipo	-	-	-	-	-	-	6.114	-	6.114
Apropiación de reserva legal	-	-	834.610	-	-	-	-	(834.610)	-
Apropiación reservas para programas de inversión	-	-	1.065.465	-	-	-	-	(1.065.465)	-
Apropiación reservas Decreto Reglamentario 2336/95	-	-	96.695	-	-	-	-	(96.695)	-
Apropiación reservas pago dividendos emisión acciones 2011	-	-	449.904	-	-	-	-	(449.904)	-
Utilización reservas para pago de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(30.909)	(30.909)
Adición al patrimonio Institucional incorporado	-	-	-	16.728	-	-	-	-	16.728
Ajuste por conversión y superávit en capital método participación	-	-	-	-	(11.608)	-	-	-	(11.608)
Utilidades no realizadas	-	-	-	-	-	-	-	(126.809)	(126.809)
Utilidad neta del año	-	-	-	-	-	-	-	15.452.334	15.452.334
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2011</b>	<b>10.279.175</b>	<b>6.788.144</b>	<b>9.179.412</b>	<b>174.080</b>	<b>1.166.810</b>	<b>12.671.696</b>	<b>(696.361)</b>	<b>15.125.899</b>	<b>54.688.855</b>
Distribución de dividendos (\$300 por acción)	-	-	-	-	-	-	-	(12.335.009)	(12.335.009)
Prima en colocación de acciones	-	10.390	-	-	-	-	-	-	10.390
Prima en colocación de acciones por cobrar	-	155.713	-	-	-	-	-	-	155.713
Superávit por valorizaciones	-	-	-	-	-	7.103.965	-	-	7.103.965
Revalorización de propiedad planta y equipo	-	-	-	-	-	-	680.129	-	680.129
Apropiación para reserva legal	-	-	187.958	-	-	-	-	(187.958)	-
Apropiación reservas Decreto Reglamentario 2336/95	-	-	1.829.362	-	-	-	-	(1.829.362)	-
Apropiación de reservas no realizadas del Grupo Empresarial	-	-	2.123.538	-	-	-	-	(2.123.538)	-
Apropiación de reserva para fortalecer la integridad de la infraestructura de transporte	-	-	605.135	-	-	-	-	(605.135)	-
Liberación reserva utilidades no realizadas del Grupo Empresarial años anteriores	-	-	(1.086.070)	-	-	-	-	1.086.070	-
Liberación reservas pago dividendos emisión acciones 2011	-	-	(449.904)	-	-	-	-	449.904	-
Liberación de reserva Decreto Reglamentario 2336/95 año anterior	-	-	(96.695)	-	-	-	-	96.695	-
Ajuste por conversión y superávit en capital método participación	-	-	-	-	(342.109)	-	-	-	(342.109)
Utilidad neta del año	-	-	-	-	-	-	-	14.778.947	14.778.947
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2012</b>	<b>\$ 10.279.175</b>	<b>6.954.247</b>	<b>12.292.736</b>	<b>174.080</b>	<b>824.701</b>	<b>19.775.661</b>	<b>(16.232)</b>	<b>14.456.513</b>	<b>64.740.881</b>

Javier G. Gutiérrez Pemberty  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa  
Contador Público  
T. P. 167682 - T  
(Ver certificación adjunta)

José Hilario Sanabria Caballero  
Revisor Fiscal  
T. P. 34266 - T  
Miembro de KPMG Ltda.  
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2013)

ECOPETROL S. A.  
Estados Consolidados de Flujos de Efectivo  
Año que terminó el 31 de diciembre de 2012  
(con cifras comparativas por el año que terminó el 31 de diciembre de 2011)  
(Expresados en millones de pesos colombianos)

	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Flujos de efectivo de las actividades de operación:		
Utilidad neta del año	\$ 14.778.947	15.452.334
Movimiento de partidas que no involucran efectivo:		
Interés minoritario	419.359	233.377
Impuesto de renta diferido, neto	37.521	394.087
Depreciación propiedades, planta y equipo	2.027.658	1.960.007
Amortizaciones:		
Recursos naturales	2.682.955	2.306.269
Abandono de instalaciones	312.252	285.814
Pasivos pensionales por salud y educación	869.491	517.345
Intangibles	291.884	295.670
Cargos diferidos	154.101	111.811
Corrección monetaria diferida, neto	(97.663)	(21.836)
Provisiones:		
Cuentas por cobrar	87.187	32.422
Inventarios	14.459	8.505
Propiedades, planta y equipo	315.627	41.948
Litigios y procesos judiciales	593.028	360.351
Conmutación pensional	-	241.624
Otras	23.087	122.395
Recuperación provisiones:		
Cuentas por cobrar	(225)	(365)
Inventarios	(11.966)	(3.263)
Propiedades, planta y equipo	(159.833)	(46.019)
Litigios y procesos judiciales	(258.784)	(229.345)
Otras	(283.283)	(387.117)
Baja en propiedades, planta y equipo	-	418
Pérdida en retiro de propiedades, planta y equipo	127	-
Pérdida en baja en recursos naturales y del medio ambiente	34.191	-
Pérdida en baja de otros activos	-	300
(Utilidad) método de participación	(125.277)	(141.275)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:	-	-
Deudores	(2.517.198)	(1.324.033)
Inventarios	(390.847)	(561.846)
Diferidos y otros activos	856.001	(2.165.464)
Cuentas por pagar	2.318.922	(121.422)
Impuestos por pagar	(730.923)	5.073.370
Obligaciones laborales y pensionales	34.632	(85.757)
Pasivos estimados y provisiones	253.832	86.805
Otros pasivos a largo plazo	(998.029)	559.203
Efectivo neto generado por las actividades de operación	<u>20.531.233</u>	<u>22.996.312</u>
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:		
Pago y avances por adquisición de compañías, neto del efectivo adquirido	-	(868.954)
Aumento de inversiones	(15.281.566)	(11.685.030)
Redención y venta de inversiones	14.725.312	9.861.330
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(5.615.306)	(4.311.149)
Adiciones de propiedades, planta y equipo	<u>(9.852.556)</u>	<u>(10.189.522)</u>
Efectivo neto usado en actividades de inversión	<u>(16.024.116)</u>	<u>(17.193.325)</u>

(Continúa)

2

ECOPETROL S. A.  
Estados Consolidados de Flujos de Efectivo

Flujo de efectivo en actividades de financiación:		
Interés minoritario	(69.823)	1.027.567
Obligaciones financieras	5.110.249	(109.191)
Capitalizaciones	-	2.228.683
Dividendos	(8.386.790)	(5.896.886)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	<u>(3.346.364)</u>	<u>(2.749.827)</u>
Aumento neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	1.160.753	3.053.159
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	6.779.937	3.726.778
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	<u>\$ 7.940.690</u>	<u>6.779.937</u>

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Alberto Vargas Peñalosa  
Contador Público  
T. P. 167682 - T  
(Ver certificación adjunta)

José Hilario Sanabria Caballero  
Revisor Fiscal  
T. P. 34266 - T  
Miembro de KPMG Ltda.  
(Véase mi informe del 20 de febrero de 2013)

## ECOPETROL S.A.

### Notas a los Estados Financieros Consolidados

Al 31 de diciembre de 2012

(con cifras comparativas al 31 de diciembre de 2011)

(Cifras expresadas en millones de pesos. Se exceptúan los valores en otras monedas, tasas de cambio y la utilidad por acción, que está expresada en pesos colombianos)

#### **(1) Ente Económico y Principales Políticas y Prácticas Contables**

##### **Entidad Reportante**

ECOPETROL S. A., (en adelante Ecopetrol o la Empresa) fue constituida mediante la Ley 165 de 1948, transformada mediante el Decreto Extraordinario 1760 de 2003 (adicionado por el Decreto 409 de 2006) y la Ley 1118 de 2006 a una sociedad pública por acciones y luego a una sociedad de economía mixta de carácter comercial, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con un período indefinido de duración. Tiene como objeto social el desarrollo, en Colombia o en el exterior, de actividades comerciales o industriales correspondientes o relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos, y de operaciones subsidiarias, conexas o complementarias de dichas actividades, de acuerdo con la regulación que resulte aplicable. El domicilio principal es Bogotá D.C., permitiéndosele establecer filiales, subsidiarias, sucursales y agencias en Colombia o en el exterior.

Mediante el Decreto de Transformación 1760 de 2003, la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, y la administración de los activos no estratégicos representados en acciones y participaciones en sociedades, fueron escindidos de Ecopetrol, modificándose su estructura básica y creándose dos entidades: a) la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) creada para desarrollar en lo sucesivo la política petrolera de Colombia (anteriormente responsabilidad de Ecopetrol), y b) la Sociedad Promotora de Energía de Colombia S. A., que recibió activos no estratégicos de propiedad de Ecopetrol.

La Ley 1118 del 27 de diciembre de 2006 modificó la naturaleza jurídica de Ecopetrol, y autorizó a la Empresa a emitir acciones para ser colocadas en el mercado y adquiridas por personas naturales o jurídicas. Una vez emitidas y colocadas las acciones correspondientes al 10,1% del capital autorizado, a finales de 2007, la Sociedad se convirtió en una Sociedad de Economía Mixta de carácter comercial, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

Ecopetrol suscribió un contrato de depósito con JP Morgan Chase Bank, N.A., en que éste actúa como banco depositario para la emisión de ADS representados en ADR. Cada ADS representa 20 acciones ordinarias de Ecopetrol o el derecho a recibir 20 acciones ordinarias de Ecopetrol.

El 12 de septiembre de 2008, Ecopetrol presentó ante la Securities and Exchange Commission o SEC, la solicitud para inscribir la Empresa y para registrar y listar los ADS, representados por ADR, en la Bolsa de Nueva York o NYSE. Los ADSs de la Empresa se negocian en la NYSE bajo el símbolo "EC" desde el 18 de septiembre de 2008.

El 3 de diciembre de 2009, la Comisión Nacional Supervisora de Empresas y Valores del Perú CONASEV, se pronunció a favor del listado de los ADR de Ecopetrol S. A. en la Bolsa de Valores de Lima e inscribió dichos valores en el Registro Público del Mercado de Valores, por lo que dichos valores se empezaron a negociar a partir del 4 de diciembre del mismo año en el mercado peruano bajo el nemotécnico EC.

El 13 de agosto de 2010, Ecopetrol inició la transacción de sus ADR en la Bolsa de Valores de Toronto – Canadá, una de las más grandes del mundo en el sector energético. De esta manera, Ecopetrol se convirtió en la primera empresa colombiana en listarse en esa Bolsa.

Entre el 27 de julio y el 17 de agosto de 2011, Ecopetrol llevó a cabo la segunda ronda del programa de emisión y colocación de acciones autorizada por la Ley 1118 de 2006. Como resultado de este proceso fueron adjudicadas 644.185.868 acciones ordinarias con un precio de suscripción de \$3.700 por acción, por un monto total de \$2.383.488. Las acciones fueron inscritas en el Registro Nacional de Valores y Emisores, en cumplimiento con lo dispuesto en el Decreto 2555 de 2010. Como resultado de este proceso de emisión y colocación, la nueva participación accionaria del Gobierno Nacional en Ecopetrol es del 88,49%.

El 13 de febrero de 2008 se comunica que se ha configurado la situación del Grupo por parte de la sociedad matriz Ecopetrol S. A., respecto de sus subordinadas: Black Gold Re Limited, Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda., Ecopetrol del Perú S. A., Ecopetrol America Inc. Posteriormente, se incluyeron dentro del Grupo las compañías Andean Chemicals Ltd., matriz de Bioenergy e inversionista en Propilco S. A., que a su vez es Casa Matriz de Compounding and Masterbatching Industry Ltd., (Comai Ltd.).

Así mismo, durante el 2009 se incluyó dentro del Grupo ODL Finance que a su vez es matriz de Oleoducto de los Llanos; Hocol Petroleum Limited, matriz de Homcol Cayman Inc y Hocol Limited cuya sucursal en Colombia es Hocol S. A.; Ecopetrol Transportation Company, matriz de Ecopetrol Pipelines International Ltd., Oleoducto Central S.A., Oleoducto de Colombia S.A. y por último Ecopetrol Global Energy y Refinería de Cartagena S. A.

El 20 de septiembre de 2010, se comunicó la configuración de situación de Grupo por parte de Ecopetrol S.A., respecto de la subordinada Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.

El 17 de enero de 2011, se configuró una situación de Grupo por parte de Ecopetrol S.A., respecto de Ecopetrol Capital S.L.U, Ecopetrol Capital AG y Ecopetrol Transportation Investments Ltd, con domicilio fuera del país.

El 23 de febrero de 2011, se configuró una situación de control por parte de Ecopetrol S.A., respecto de las sociedades subordinadas: Colombia Pipelines Limited, Equion Energia Limited, Santiago Oil Co, Santiago Oil Company y Santiago Pipelines Co.

La Junta Directiva de Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S., en sesión del 13 de agosto de 2012, elaboró y aprobó el Reglamento de Emisión y Colocación de Acciones, mediante el cual se le ofrece a Ecopetrol S.A. la Suscripción de 45.582.982 Acciones Ordinarias de Participación en el Capital de la Sociedad cuyo valor asciende a la suma de \$ 2.279.149, de los cuales \$ 455.830 corresponde al valor nominal y la suma de \$ 1.823.319 corresponde a prima en colocación de acciones. EL anterior ofrecimiento de Suscripción de Acciones fue aceptado por Ecopetrol S.A. el día 22 de agosto del año 2012.

Las compañías con que Ecopetrol S. A. consolida son:

<u>Subordinada</u>	<u>Porcentaje participación Ecopetrol</u>	<u>Actividad</u>	<u>Subordinadas</u>	<u>Fecha de constitución</u>	<u>País/ domicilio</u>	<u>Área geográfica de operaciones</u>
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos.	-	14-dic-06	Brasil	Brasil
Ecopetrol del Perú S. A.	100%		-	27-ago-07	Perú	Perú
Ecopetrol América Inc.	100%		-	09-oct-07	Estados Unidos	Estados Unidos
Black Gold Re Ltd.	100%	Reaseguradora de Ecopetrol y sus subordinadas.	-			
Andean Chemicals Ltd.	100%	Vehículo de inversión.	Bioenergy S. A., Refinería de Cartagena, Propileno del Caribe y Comai	24-ago-06	Bermuda	Bermuda
ODL Finance S. A.	65%	Transporte por ductos de petróleo crudo.	ODL S. A.	30-ene-97	Bermuda	Bermuda
Propileno del Caribe. Propilco S. A.	100%	Producción y comercialización de resina de polipropileno.	Comai S. A., Refinería de Cartagena.	15-jul-08	Panamá	Panamá
Bioenergy S. A.	91,43%	Producción de biocombustibles.	Bioenergy Zona Franca S.A.	16-mar-89	Colombia	Colombia
Ecopetrol Global Energy	100%	Vehículo de Inversiones	Ecopetrol America Inc., Ecopetrol oleo & Gas do Brasil Ltda, Ecopetrol del Perú S.A., Refinería de Cartagena	13-dic-05	Colombia	Colombia
Ecopetrol Pipelines International Limited	100%	Vehículo de Inversiones	OBC y Ocesa	26-mar-09	España	España
Oleoducto Central S. A. - Ocesa	72,65%	Transporte por ductos de petróleo crudo.	-	05-dic-94	Bermuda	Bermuda
COMAI - Compounding and Masterbatching Industry	100%	Fabricar compuestos de Polipropileno y masterbatches para una amplia gama de usos.	Refinería de Cartagena.	14-dic-94	Colombia	Colombia
Refinería de Cartagena S. A.	100%	Refinación, comercialización y distribución de hidrocarburos.	-	21-may-91	Colombia	Colombia
Hocol Petroleum Limited	100%	Vehículo de Inversiones.	Hocol S. A.	11-oct-06	Colombia	Colombia
Oleoducto de Colombia S. A. – ODC	73%	Transporte por ductos de petróleo crudo.	-	29-sep-95	Bermuda	Bermuda
Oleoducto Bicentenario de Colombia SAS	55,97%	Actividad transporte por ductos de petróleo crudo	-	10-jul-89	Colombia	Colombia
Ecopetrol Capital AG	100%	Financiación, liquidación de financiacines de sociedades de grupos o cualquier tipo de empresa y toda actividad que esté relacionada con ella.	-	18-ago-10	Colombia	Colombia
Equion Energía Limited	51%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos.	Santiago Oil Company, ODC	07-dic-10	Suiza	Suiza
Ecopetrol Global Capital SL	100%	Vehículo de Inversiones	-	05-jun-59	Reino Unido	Colombia
Cenit S.A.S.	100%	Almacenamiento y Transporte por ductos de Hidrocarburos	OBC, Ocesa, ODC, ODL	10-ene-11	España	España
				15-jun-12	Colombia	Colombia

La Empresa y algunas de sus filiales desarrollan operaciones de exploración y producción mediante Contratos de Exploración y Producción (E&P), Contrato de Evaluación Técnica (TEA) y Convenios firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (en adelante ANH), así como a través de Contratos de Asociación y otros tipos de contrato, en sus diferentes modalidades, la situación al cierre de diciembre de 2012, es así:

<u>Modalidad de contrato</u>	<u>No. Contratos</u>					
	<u>Ecopetrol S. A.</u>	<u>Hocol Petroleum Ltd.</u>	<u>Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.</u>	<u>Ecopetrol America Inc.</u>	<u>Ecopetrol del Perú S. A.</u>	<u>Equion Energia Limited</u>
Exploración						
Contratos E&P-ANH	47	19	-	-	-	2
Convenios E&P-ANH	6	-	-	-	-	-
TEA's – ANH	5	1	-	-	-	-
Contratos de Asociación	3	1	13	7	6	-
Producción						
Asociación	51	8	-	1	-	4
Contratos E&P-ANH	-	1	-	-	-	-
Campos descubiertos no desarrollados e inactivos (CDNDI)	16	-	-	-	-	-
Solo riesgo	-	-	-	-	-	1
Producción incremental	5	1	-	-	-	-
Participación de riesgo	3	-	-	-	-	-
Alianza tecnológica	1	-	-	-	-	-
Colaboración empresarial	1	-	-	-	-	1
Servicios y colaboración Técnica	1	-	-	-	-	-
Participación de Riesgo						
Compartido	1	-	-	-	-	-
Operación	1	-	-	-	-	-
Servicios de producción con riesgo	1	-	-	-	-	-
	<u>142</u>	<u>31</u>	<u>13</u>	<u>8</u>	<u>6</u>	<u>8</u>

El detalle de las operaciones de producción y exploración para el año 2011 es el siguiente:

<u>Modalidad de contrato</u>	<u>No. Contratos</u>					
	<u>Ecopetrol S. A.</u>	<u>Hocol Petroleum Ltd.</u>	<u>Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.</u>	<u>Ecopetrol America Inc.</u>	<u>Ecopetrol del Perú S. A.</u>	<u>Equion Energia Limited</u>
Exploración						
Contratos E&P-ANH	37	15	-	-	6	2
Convenios E&P-ANH	5	-	-	-	-	-
TEA's – ANH	3	-	-	-	-	-
Contratos de Asociación	4	1	10	5	5	-
Producción						
Asociación	56	9	-	1	-	4
Contratos E&P-ANH Campos descubiertos no desarrollados e inactivos (CDNDI)	-	1	-	-	-	-
Solo riesgo	16	-	-	-	-	-
Producción incremental	-	-	-	-	-	1
Participación de riesgo	5	1	-	-	-	-
Alianza tecnológica	3	-	-	-	-	-
Colaboración empresarial	1	-	-	-	-	1
Servicios y colaboración técnica	1	-	-	-	-	-
Participación de Riesgo						
Compartido	1	-	-	-	-	-
Operación	1	-	-	-	-	-
Servicios de producción con riesgo	2	-	-	-	-	-
	<u>136</u>	<u>27</u>	<u>10</u>	<u>6</u>	<u>11</u>	<u>8</u>

### Principales Políticas y Prácticas Contables

La Contaduría General de la Nación (CGN) en septiembre de 2007 adoptó el Régimen de Contabilidad Pública (RCP), estableció su conformación y definió el ámbito de aplicación. En virtud de la comunicación número 20079-101345 de la CGN del 28 de septiembre de 2007, el RCP comenzó a aplicar para Ecopetrol el 1 de enero del año 2008.

### Procedimiento de consolidación

Los estados financieros consolidados están elaborados de conformidad con lo establecido en los Artículos 23 y 122 del Decreto 2649 de 1993. Este último artículo dispone que el ente económico que posea más del 50% del capital de otros entes económicos, debe presentar junto con sus estados financieros básicos, los estados financieros consolidados, acompañados de sus respectivas notas. El método de consolidación utilizado es el método de Integración Global establecido en la Circular Externa No. 005 de abril 6 de 2000 de la Superintendencia de Sociedades, que establece que los estados financieros consolidado se agregan partiendo de los estados financieros individuales de la matriz y los de cada una de sus subordinadas, identificándose el efecto en los activos, pasivos, patrimonio y resultados de todas las operaciones realizadas entre las compañías del grupo.

La consolidación del grupo se realizó con los estados financieros de la matriz y sus subordinadas, a la misma fecha de corte 31 de diciembre de los años 2012 y 2011, previamente homologados al Régimen de contabilidad pública, expedido por la Contaduría General de la Nación.

### (a) Bases de Presentación

La preparación de los estados financieros contables consolidados se hizo bajo normas y principios de contabilidad de entidades públicas colombianas emitidos por la Contaduría General de la Nación (CGN) y otras disposiciones legales. Estos principios pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otras normas y

organismos de control y los conceptos sobre asuntos específicos emitidos por la CGN prevalecen sobre otras normas.

Para el reconocimiento contable de los hechos financieros, económicos, ambientales y sociales se aplicó el principio de causación.

En concordancia con las normas de inspección, vigilancia y/o control sobre Ecopetrol y las compañías que aplican el Régimen de Contabilidad Pública, para registro de las operaciones a nivel de documento fuente, o para efectos de homologación, se estableció la estructura para definir el tratamiento contable de operaciones no contempladas por la CGN, el cual es el siguiente: i) Inspección, vigilancia y control principal y permanente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios; ii) Control residual: Superintendencia de Sociedades, y iii) Control concurrente: Superintendencia Financiera, sobre las actividades de la Empresa en su calidad de emisor del mercado de valores. Las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) se usan para definir las diferencias normativas y, los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos (US GAAP) son aplicados en las operaciones relacionadas con petróleo crudo y gas natural.

Los estados financieros consolidados básicos definidos por la CGN son: el Balance General, el Estado de Actividad Financiera, Económica, Social y Ambiental, el Estado de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas y el Estado de Flujos de Efectivo. Las notas a los estados financieros consolidados básicos forman parte integral de los mismos.

Los estados financieros consolidados incluyen las cuentas de las empresas en las que la Compañía tiene participación directa o indirecta superior al 50% de su capital o que, a pesar de no tener participación mayoritaria, tiene una influencia significativa. Todas las transacciones recíprocas entre sociedades consolidadas se han eliminado. Los estados financieros adjuntos consolidan activos, pasivos, patrimonio y resultados de las sociedades subordinadas.

**(b) Criterio de Importancia Relativa**

Un hecho económico es material cuando, debido a su naturaleza y cuantía, las circunstancias que lo rodean, su conocimiento o desconocimiento puede alterar significativamente las decisiones económicas de los usuarios de la información financiera.

De acuerdo con lo establecido en el RCP, la información revelada en los estados financieros, informes y reportes contables debe contener los aspectos importantes de la entidad contable pública, de tal manera que se ajuste significativamente a la verdad, y por tanto sea relevante y confiable para tomar decisiones o hacer las evaluaciones que se requieran, de acuerdo con los objetivos de la información contable. La materialidad depende de la naturaleza de los hechos o la magnitud de las partidas, revelados o no revelados.

Los estados financieros consolidados desglosan los rubros según lo establecido en las normas legales y aquellos que representan el 5% o más del activo total, del activo corriente, del pasivo total, del pasivo corriente, del capital de trabajo, del patrimonio y de los ingresos, según el caso. Además, se describen importes inferiores cuando pueden contribuir a una mejor interpretación de la información financiera.

**(c) Uso de Estimaciones**

La preparación de estados financieros consolidados requiere que la Administración de las compañías del Grupo haga estimaciones y presunciones que podrían afectar los importes registrados de los activos, pasivos, los resultados y las notas adjuntas. Estas estimaciones son realizadas conforme a criterios técnicos, juicio y premisas,

atendiendo las normas y disposiciones legales vigentes. Los resultados actuales pueden diferir de dichos estimados.

**(d) Transacciones en Moneda Extranjera**

Las transacciones en moneda extranjera se registran a las tasas de cambio aplicables en la fecha de su ocurrencia, de acuerdo con las normas legales vigentes. Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de mercado al cierre de cada año.

La diferencia en cambio resultante del ajuste de los activos se registra en resultados; la de los pasivos se aplica al activo relacionado hasta que se encuentre en condiciones de utilización o venta, posterior a esto, el ajuste se registra en resultados.

De acuerdo con el Decreto 4318 de 26 de diciembre de 2007 del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, la diferencia en cambio originada en inversiones de renta variable en subordinadas del exterior, se registra como mayor o menor valor del patrimonio, cuando las inversiones sean efectivamente realizadas este valor afecta los resultados del ejercicio.

La Empresa y sus subordinadas en el desarrollo de sus actividades de la industria petrolera pueden manejar divisas, siempre y cuando cumplan con lo establecido en el régimen cambiario.

Para la conversión de los estados financieros de las subordinadas donde se tiene moneda origen diferente al peso colombiano, se realizó la correspondiente conversión, pasando la moneda origen a dólar americano y luego a pesos colombianos. Para la conversión de saldos de activos y pasivos se utilizó la TRM del día 31 de diciembre de 2012, para la conversión de cifras de resultados se utilizaron las TRM promedio mes y para las cifras de capital se utilizaron las tasas históricas.

**(e) Contratos de Operación Conjunta**

Los contratos de Operación Conjunta son suscritos entre Ecopetrol o las compañías del Grupo y terceros, con el fin de compartir el riesgo, conseguir capital, maximizar eficiencia operativa y optimizar la recuperación de reservas. En estas operaciones conjuntas, una parte es designada como operador y cada parte toma la propiedad de hidrocarburos (crudo o gas) producidos de acuerdo con su participación en la producción. Cuando Ecopetrol o alguna compañía del Grupo actúa como socio no operador, registra los activos, pasivos, ingresos, costos y gastos con base en el reporte de los operadores. Cuando Ecopetrol o alguna compañía del Grupo opera directamente los contratos de asociación, registra al 100% activos, pasivos, ingresos, costos y gastos, reconociendo mensualmente la distribución de acuerdo con el porcentaje de participación de cada socio de los rubros de: activos, pasivos, gastos, costos e ingresos al asociado.

**(f) Equivalentes de Efectivo**

Los equivalentes de efectivo están representados por las inversiones negociables con vencimiento dentro de los noventa (90) días siguientes a su adquisición y se registran como inversiones de administración de liquidez.

El efectivo de las operaciones asociadas reconocidas por la empresa en calidad de socio operador corresponde a los anticipos entregados por los socios (incluidas las compañías del Grupo), de acuerdo con el porcentaje de participación acordado contractualmente y son manejados en una cuenta bancaria de uso exclusivo de la operación conjunta.

**(g) Instrumentos Financieros Derivados**

Ecopetrol y su grupo de empresas ejecutan acuerdos de coberturas para protegerse de las fluctuaciones de los precios de crudos, productos y de las tasas de cambio. La diferencia entre el valor negociado y el valor de mercado, generado por las operaciones de cobertura, son reconocidos como gasto o ingreso financiero en el estado de actividad financiera, económica, social y ambiental. El Grupo no utiliza instrumentos financieros derivados con propósitos especulativos.

#### **(h) Inversiones**

Las inversiones se clasifican en: i) Inversiones de administración de liquidez; ii) Inversiones con fines de política y, iii) Inversiones patrimoniales.

- i. Las inversiones de administración de liquidez corresponden a recursos colocados en títulos de deuda y títulos participativos, con el propósito de obtener utilidades por las fluctuaciones de precio a corto plazo. Su reconocimiento inicial es por el costo histórico y se actualizan con base en metodologías de valoración expedidas por la Superintendencia Financiera de Colombia.
- ii. Las inversiones con fines de política están constituidas por títulos de deuda de entidades nacionales o del exterior, adquiridos en cumplimiento de políticas macroeconómicas o de políticas internas del Grupo, las cuales comprenden las inversiones mantenidas hasta el vencimiento y las disponibles para la venta, entendidas estas últimas como las que se mantienen como mínimo durante (1) un año, contado a partir del primer día en que fueron clasificadas por primera vez, o en que fueron reclasificadas.

Las inversiones mantenidas hasta el vencimiento se actualizan con base en la Tasa Interna de Retorno (TIR) prevista en las metodologías adoptadas por la Superintendencia Financiera y las inversiones con fines de política macroeconómica y las disponibles para la venta deben actualizarse con base en metodologías adoptadas por la Superintendencia Financiera para inversiones negociables.

- iii. Las inversiones patrimoniales se clasifican en entidades controladas y no controladas. Las inversiones patrimoniales en entidades controladas se reconocen a su costo de adquisición, siempre que éste sea menor que el valor intrínseco; en caso contrario, se reconocen por el valor intrínseco y la diferencia entre el precio de compra y el valor intrínseco corresponde a Crédito Mercantil. Su actualización se realiza por el método de participación, tal como se establece en la Resolución 145 de 2008, emitida por la CGN.

Las inversiones en entidades asociadas en las cuales la Compañía ejerce influencia importante se registran bajo el método de participación patrimonial.

Se define influencia importante como la facultad que tiene la entidad, con independencia que el porcentaje de participación en el capital social sea igual o inferior al 50%, de intervenir en la definición y orientación de las políticas financieras y operativas de otra entidad, con el fin de obtener beneficios de la misma entidad.

La influencia importante se puede manifestar en uno o más de los siguientes aspectos:

- Representación en la Junta Directiva u órgano rector equivalente a la entidad asociada.
- Participación en los procesos de formulación de políticas.
- Transacciones importantes entre el inversionista y la entidad asociada.
- Intercambio de personal directivo, o
- Suministro de información técnica esencial.

Para las subsidiarias en el exterior, el método de participación debe aplicarse en la moneda legal colombiana, previa conversión de los estados financieros en moneda extranjera.

Las inversiones patrimoniales en entidades no controladas comprenden títulos participativos de baja o mínima bursatilidad o sin ninguna cotización que no les permite ningún tipo de control o ejercer influencia importante y deben reconocerse por el costo histórico; su actualización surge con la comparación periódica del costo de la inversión frente a su valor intrínseco o su cotización en bolsa.

Las inversiones realizadas en moneda extranjera se reconocen aplicando la Tasa Representativa de Mercado (TRM) de la fecha de la transacción. El valor debe reexpresarse periódicamente con base en la TRM, siempre que la metodología de actualización no la considere.

**(i) Cuentas, Documentos por Cobrar y Provisión para Cuentas de Dificil Cobro**

Los valores adeudados a las compañías del grupo se reconocen por su importe original o por el valor aceptado por el deudor, el cual es susceptible de actualización periódica, de conformidad con las disposiciones legales vigentes, o con los términos contractuales pactados.

La provisión de cartera se revisa y actualiza periódicamente, de conformidad con el grado de antigüedad de los saldos y la evaluación de recuperación de las cuentas individuales. El grupo adelanta las gestiones administrativas y legales necesarias para recuperar las cuentas por cobrar vencidas, así como el recaudo de intereses de los clientes que no cumplen con las políticas de pago.

Sólo procede el castigo del valor de las cuentas o documentos por cobrar contra la provisión, cuando se tenga razonable certeza jurídica o material de la pérdida total o parcial del derecho incorporado o representado.

**(j) Inventarios**

Los inventarios incluyen bienes extraídos, en proceso, transformados y adquiridos a cualquier título para ser vendidos, destinados para la transformación y consumidos en el proceso de producción, o como parte de la prestación de servicios. Se utiliza el sistema de inventario permanente.

Los inventarios se registran al costo histórico o al costo de compra, los cuales incluyen los cargos directos e indirectos que se incurren en preparar el inventario para dejarlo en condiciones de utilización o venta.

La valuación de los inventarios se mide bajo el método de promedio ponderado, considerando los siguientes parámetros:

- Inventarios de petróleo crudo y de producción propia, considerando el costo de producción.
- Las compras de crudo, considerando los costos de adquisición, incluido el transporte y los costos de entrega incurridos.
- El inventario de productos terminados, considerando los costos de producción total.
- El inventario de productos en proceso, considerando los costos de producción.
- El inventario de materia prima, al costo promedio ponderado.

Los materiales y suministros de operaciones conjuntas son controlados por el operador y reportados en una cuenta conjunta al costo de adquisición (registrados

en la moneda de origen a costos promedio). Los consumos de inventarios son imputados a la operación conjunta como costo, gasto o inversión, según corresponda.

Adicionalmente, se valoran al menor entre el valor de mercado y el costo promedio, y costo real incurrido para los inventarios en tránsito. Al cierre del período se calculan provisiones para reconocer deterioro, obsolescencia, excesos, lento movimiento o pérdida del valor de mercado.

**(k) Propiedades, Plantas y Equipo y Depreciación**

Las propiedades, plantas y equipos se registran a su costo histórico ajustado por inflación hasta 2001. El costo incluye gastos financieros y las diferencias en cambio por adquisición en moneda extranjera hasta la puesta en servicio del activo, y los ingresos financieros de la porción de las obligaciones financieras adquiridas para financiar proyectos de inversión, pendiente de ser utilizada. Cuando se vende o retira un activo, el costo ajustado y la depreciación acumulada son cancelados y la pérdida o ganancia es reconocida en los resultados del año.

La depreciación se calcula sobre el total del costo de adquisición, por el método de línea recta, con base en la vida útil de los activos, lo cual se revisa periódicamente. Las tasas anuales de depreciación utilizadas son:

	%
Edificaciones y ductos	5
Plantas y equipos	10
Equipo de transporte	20
Equipo de cómputo	33,3

Los desembolsos para el mantenimiento y las reparaciones son reconocidos en los gastos y los desembolsos significativos que mejoran la eficiencia o prolongan la vida útil se capitalizan como mayor valor del activo.

El valor de las propiedades, planta y equipo es objeto de actualización periódica mediante la comparación del costo neto en libros con el valor determinado mediante avalúos técnicos. Cuando el valor del avalúo técnico del activo es mayor a su costo neto en libros, la diferencia se registra como valorizaciones de activos con crédito a la cuenta de superávit por valorizaciones en el patrimonio; en caso contrario, se registra como provisión por desvalorizaciones con cargo a resultados.

Cuando termina un contrato de asociación, el Grupo recibe a título gratuito, las propiedades, planta y equipo, los materiales y las inversiones petrolíferas amortizables, propiedad de la compañía asociada. Esta transacción no afecta los resultados del Grupo.

**(l) Recursos Naturales y del Medio Ambiente**

El Grupo emplea el método de esfuerzos exitosos para la contabilización de las inversiones en áreas de exploración y producción o desarrollo. Los estudios geológicos y geofísicos se registran al gasto cuando se incurren. Los costos de adquisición y exploración son capitalizados hasta el momento en que se determine si la perforación de exploración resultó exitosa o no; de ser no exitosa, todos los costos incurridos son cargados al gasto. Cuando un proyecto es aprobado para desarrollo, el valor acumulado de los costos de adquisición y exploración se clasifican en la cuenta de inversiones petrolíferas. Los costos capitalizados también incluyen el costo del retiro de activos. Los saldos de los activos y pasivos correspondientes a los costos de retiro de los activos son actualizados semestralmente. Los equipos de producción y apoyo se contabilizan con base en su

costo histórico y hacen parte de las propiedades, plantas y equipos sujetos a depreciación.

Las inversiones petrolíferas se amortizan aplicando el factor de amortización sobre la base de unidades técnicas de producción y las reservas probadas desarrolladas remanentes por campo, sin regalías, estimadas al 31 de diciembre del año inmediatamente anterior. La amortización cargada a resultados se ajusta en el cierre del mes de diciembre recalculando el DD&A (Depletion, Depreciation and Amortization, por sus siglas en inglés), desde el 1 de enero del año corriente con base en el estudio de reservas actualizado al fin del año corriente.

Al igual que las propiedades, plantas y equipos, cuando termina un contrato de asociación, Ecopetrol recibe a título gratuito las inversiones petrolíferas amortizables, propiedad de la compañía asociada.

Ecopetrol S.A. tiene establecido un proceso corporativo de reservas, a cargo del Grupo de Control de Reservas que reporta directamente a la Vicepresidencia Corporativa de Finanzas. Las reservas son auditadas por consultores externos reconocidos internacionalmente y aprobadas por el Comité de Reservas de la Empresa. Las reservas probadas se refieren a las cantidades estimadas de petróleo crudo y gas natural demostradas por los datos geológicos y de ingeniería que poseen un nivel de recuperación razonable durante los años siguientes frente a las reservas conocidas, bajo las condiciones económicas y de operación vigentes, esto es, con la aplicación de los precios y costos de la fecha en que se hacen los estimados.

Desde que Ecopetrol se convirtió en emisor en la Bolsa de Valores de Colombia (BVC) y en la Bolsa de Nueva York (NYSE), el Grupo ha aplicado la metodología aprobada por la SEC (Securities Exchange Commission) para la estimación de reservas. Bajo esta metodología el precio de referencia es el promedio aritmético del precio de crudo del WTI de los últimos doce (12) meses.

La estimación de reservas de hidrocarburos está sujeta a varias incertidumbres inherentes a la determinación de las reservas probadas, las tasas de recuperación de producción, la oportunidad con que se efectúan las inversiones para desarrollar los yacimientos y el grado de maduración de los campos.

**(m) Cargos Diferidos**

Los cargos diferidos incluyen: i) el impuesto de renta diferido, el cual corresponde al impuesto de renta originado en las diferencias temporales entre la base para determinar la utilidad comercial y la renta líquida gravable de cada período; ii) el impuesto al patrimonio, el cual se amortiza hasta el año 2014; iii) las inversiones realizadas en desarrollo de contratos de colaboración que se amortizan con base en las unidades técnicas de producción.

**(n) Otros Activos**

Incluye el crédito mercantil, que corresponde a la diferencia entre el valor de compra de las inversiones patrimoniales en entidades controladas o bajo control conjunto y su valor intrínseco, el cual refleja los beneficios económicos que se esperan tener de la inversión, originados en buen nombre, personal especializado, reputación de crédito privilegiado, prestigio por vender mejores productos y servicios, localización favorable y expectativas de nuevos negocios, entre otros.

El crédito mercantil es amortizado con base en metodologías de reconocido valor técnico durante el plazo en que se espera recuperar la inversión, que está entre 10 y 18 años. Al cierre de cada período contable, el Grupo debe evaluar el crédito mercantil a efectos de verificar si las condiciones de generación de beneficios económicos futuros se mantienen; en caso contrario, debe proceder al retiro de este activo. Si el valor en libros de la inversión patrimonial más el valor en libros del crédito mercantil que incluye su costo histórico conjugado con todos los ajustes de precio y las amortizaciones es superior al valor de mercado, por la diferencia se procede al retiro de este activo en el respectivo año, con cargo a resultados, revelando las razones que fundamentaron tal decisión.

Los activos intangibles por software, licencias y patentes se reconocen por su costo de adquisición, desarrollo o producción. Los intangibles se amortizan por el método de línea recta durante los períodos en los cuales se espera percibir los beneficios de los costos y gastos incurridos o la duración del amparo legal o contractual de los derechos otorgados.

**(ñ) Valorizaciones**

b. Inversiones

Las valorizaciones corresponden a las diferencias entre el valor neto en libros y su valor intrínseco o su precio de cotización en la Bolsa de Valores.

b. Propiedades, planta y equipo

Las valorizaciones y el superávit por valorizaciones de propiedades, planta y equipo, corresponden a la diferencia entre el costo neto en libros y el valor de mercado para los bienes raíces o el valor actual en uso (VAU) para planta y equipo, determinado por peritos inscritos en la lonja de propiedad raíz o por personal técnico idóneo, según el caso.

La metodología utilizada para el avalúo de planta y equipo es el valor actual en uso (VAU) para negocios en marcha, para la valoración económica de los bienes, considerando las condiciones actuales de instalación y su vida útil en condiciones de producción y generación de ingresos. No es obligatoria la actualización de los bienes muebles, cuyo costo histórico, individualmente considerado, sea inferior a 35 salarios mínimos mensuales legales vigentes, ni las propiedades, planta y equipo ubicadas en zona de alto riesgo.

**(o) Obligaciones Financieras**

Las operaciones de crédito público corresponden a los actos o contratos que, de conformidad con las disposiciones legales sobre crédito público, tienen por objeto dotar a la Empresa de recursos, bienes y servicios, con plazo para su pago, tales como empréstitos, emisiones y colocación de bonos y títulos de deuda pública, y crédito de proveedores.

Tratándose de préstamos, las operaciones de crédito público deben reconocerse por el valor desembolsado; los bonos y títulos colocados se reconocen por su valor nominal. Los costos de emisión son llevados directamente al gasto.

**(p) Impuesto sobre la Renta**

El gasto por impuesto de renta corriente, se determina con base en la renta fiscal.

El efecto de las diferencias temporales que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, se contabiliza como impuesto diferido activo o pasivo, según corresponda, siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán.

#### **(q) Obligaciones Laborales y Pensionales**

Se destaca principalmente el régimen salarial y prestacional para el personal de Ecopetrol S.A., el cual se rige por la Convención Colectiva de Trabajo, el Acuerdo 01 de 1977 y, en su defecto, por el Código Sustantivo de Trabajo. Además de las prestaciones legales, los empleados tienen derecho a los beneficios adicionales convenidos, los cuales dependen tanto del lugar, clase de trabajo, tiempo de servicio, como del salario básico. Se reconocen intereses al 12% anual sobre los montos acumulados por cesantías a favor de cada trabajador y se prevé el pago de indemnizaciones cuando se presenten circunstancias especiales que den lugar a la terminación del contrato, sin justa causa, y en períodos diferentes al de prueba.

El cálculo actuarial incluye empleados activos con contrato a término indefinido, jubilados y herederos, para los conceptos de pensiones, salud y educación; igualmente, incluye los bonos pensionales para los empleados temporales, empleados activos y jubilaciones voluntarias. Las obligaciones por salud y educación no hacen parte de los pasivos pensionales, estos forman parte de las obligaciones prestacionales.

Todas las prestaciones sociales de empleados ingresados con anterioridad a 1990 son responsabilidad de Ecopetrol sin intervención de organismo o institución de seguridad social. El costo de los servicios de salud del empleado y de sus familiares inscritos a cargo de la Empresa se determina mediante la tabla de morbilidad, preparada con base en los hechos acaecidos durante 2011.

Igualmente, se considera la experiencia de Ecopetrol para el cálculo de los auxilios educacionales, en función del costo promedio anual de cada uno de los negocios, subdivididos de acuerdo con la clase de estudios: preescolar, primaria, bachillerato y universidad.

Para los trabajadores que ingresaron a partir de la vigencia de la Ley 50 de 1990, la Empresa hace aportes periódicos para cesantías, pensiones y riesgos profesionales a los respectivos fondos que asumen en su totalidad estas obligaciones. Igualmente, la Ley 797 del 29 de enero de 2003, determinó que a los trabajadores de Ecopetrol que ingresaron a partir de esa fecha se les aplicará lo dispuesto en el Régimen General de Pensiones.

Por virtud del Acto Legislativo 01 de 2005, sancionado por el Congreso de la República, el 31 de julio de 2010, expiraron en Colombia los regímenes de pensiones exceptuados del Sistema General de Seguridad; de acuerdo con lo allí establecido, el pronunciamiento jurídico del Ministerio de la Protección Social sobre la materia y el análisis de los asesores laborales de Ecopetrol, se concluyó que quienes antes del 1 de agosto de 2010 cumplieron los requisitos de edad y tiempo de servicio, continuo o discontinuo, exigidos por la ley, la Convención Colectiva de Trabajo vigente y/o el Acuerdo 01 de 1977, consolidaron su derecho a la pensión; mientras que los demás trabajadores que no quedaron cubiertos ingresan obligatoriamente al Sistema General de Pensiones y será la administradora de pensiones (Colpensiones, Fondo Privado de Pensiones o el que corresponda) escogida por el trabajador, la encargada de reconocer y pagar la respectiva pensión.

Siguiendo lo establecido en el Decreto 941 de 2002, una vez aprobado el cálculo actuarial por parte del Ministerio de Hacienda en octubre de 2008 y aprobado el mecanismo por parte del Ministerio de Protección Social, mediante acto administrativo del 29 de diciembre de 2008, la Empresa conmutó parcialmente el valor correspondiente a mesadas de su pasivo pensional, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional (PAP). Los fondos trasladados, al igual que sus rendimientos, no pueden cambiar su destinación ni ser reintegrados a la Empresa hasta que se hayan cumplido todas las obligaciones pensionales.

La obligación conmutada cubre el pago de las mesadas y bonos pensionales, lo concerniente a salud y educación permanece dentro del pasivo laboral a cargo de Ecopetrol.

Al final de cada vigencia, Ecopetrol debe revisar el valor reportado por los patrimonios autónomos frente al valor de la obligación pensional actualizada con base en el último Estudio Actuarial, en caso de que los recursos de los patrimonios no sean suficientes para cubrir el 100% de la obligación la empresa debe constituir una provisión por la diferencia, la cual debe ser fondeada cuando la contingencia se materialice, Ecopetrol continúa siendo responsable patrimonialmente por el pago del pasivo pensional.

Mediante la Resolución 1555 del 30 de julio 2010, la Superintendencia Financiera reemplazó las Tablas de Mortalidad utilizadas en la elaboración de los cálculos actuariales y estableció que el efecto del cambio en las mismas podría reconocerse en forma gradual. Posteriormente, el Decreto 4565 del 7 de diciembre de 2010, modificó las normas contables sobre amortización del cálculo actuarial vigentes hasta esa fecha. Conforme al nuevo decreto, las compañías que al 31 de diciembre de 2009 tenían amortizado el 100% de su cálculo actuarial, podrán amortizar de manera gradual el incremento en el cálculo actuarial de 2010 utilizando las nuevas Tablas de Mortalidad, hasta el año 2029.

Teniendo en cuenta lo anterior, durante el año 2010, Ecopetrol modificó su política contable de amortización del cálculo actuarial de mesadas pensionales, cuotas partes y bonos pensionales (pasivo conmutado) y de salud; y adoptó un plazo de 5 años a partir de 2010 para amortizar el incremento en el cálculo actuarial de 2010. Hasta el 2009, el incremento del año en el cálculo actuarial se registraba como gasto del período porque el cálculo actuarial estaba amortizado al 100%.

Mediante Resolución 717 de diciembre de 2012, se modifica el Manual de Procedimiento del Régimen de Contabilidad Pública en lo que corresponde al Procedimiento contable para el reconocimiento y revelación del pasivo pensional, de la reserva financiera que lo sustenta y de los gastos relacionados en los numerales 5 y 44. Con respecto al numeral 5, y teniendo en cuenta lo señalado en el párrafo anterior, se concluye que este numeral no tiene repercusión alguna para lo que ya viene realizando la Empresa dentro de su plan de amortización.

Con respecto al numeral 44 simplemente es para dar a conocer que los Fondos de Reservas, son fondos comunes y que adicionalmente también entran a ser administrados por Colpensiones. Esto no tiene mayor alcance para Ecopetrol.

**(r) Anticipos Recibidos de Ecogas para Atender Obligaciones BOMT (Construcción, Operación, Mantenimiento y Transferencia)**

Derivado de la venta de Ecogas por parte del Gobierno Nacional y siguiendo instrucciones específicas de la Contaduría General de la Nación, se registró como ingreso diferido el valor presente neto del esquema de pagos futuros, en relación con la deuda de Ecopetrol con los contratistas BOMT. Dichos pasivos vencen en 2017, año en que culminan los pagos a las obligaciones con los contratistas.

**(s) Compras de Hidrocarburos**

Ecopetrol compra hidrocarburos que la ANH recibe de toda la producción en Colombia, a precios establecidos según la sección cuarta de la Ley 756 de 2002 y la Resolución 18-1709 de 2003 del Ministerio de Minas y Energía, considerando los precios internacionales de referencia.

Adicionalmente, compra hidrocarburos tanto a socios como a otros productores en Colombia y en el exterior, con el objeto de cubrir las necesidades y planes operativos del Grupo.

**(t) Reconocimiento de Ingresos**

Los ingresos por las ventas de petróleo crudo y gas, se reconocen en el momento de la transferencia de dominio al comprador, contados sus riesgos y beneficios.

En el caso de productos refinados y petroquímicos, los ingresos se reconocen cuando los productos son despachados por la refinería; posteriormente, son ajustados de acuerdo con los volúmenes efectivamente entregados.

Los ingresos por servicios de transporte se reconocen cuando los productos son transportados y entregados al comprador conforme a los términos de la venta.

En los demás casos, los ingresos se reconocen en el momento en que se han devengado y nace el derecho cierto, probable y cuantificable de exigir su pago.

En virtud de la normatividad vigente, Ecopetrol S.A. y Sociedad Refinería de Cartagena S.A., venden a precio regulado y el Gobierno Nacional reconoce a estas empresas el monto del subsidio de la gasolina motor corriente y ACPM, otorgado al consumidor local, el cual se genera por la sumatoria de las diferencias, para cada día del mes, entre el ingreso regulado al productor y el precio diario equivalente al referenciado al mercado del golfo de los Estados Unidos de América, calculado según su origen, y multiplicado por los volúmenes vendidos diariamente.

La Resolución 182439 y el Decreto 4839 de diciembre de 2008 establecen el procedimiento de reconocimiento de subsidios en el caso en que éstos sean negativos (valor negativo entre el precio de paridad y el precio regulado).

En marzo de 2010, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 180522, la cual deroga las disposiciones que le sean contrarias a las Resoluciones 181496 de septiembre de 2008, 182439 del 30 de diciembre de 2008 y 180219 del 13 de febrero de 2009 y modifica las fórmulas de cálculo de los precios de referencia internacional de la gasolina motor y el ACPM.

En el año 2012 se expide la Resolución 91658, el cual modifica la Resolución 180522 en relación con el procedimiento de subsidio para refinadores e importadores de gasolina motor corriente y ACPM.

**(u) Costos de Ventas y Gastos**

Los costos son reconocidos por su valor histórico tanto para los bienes adquiridos para la venta, como para los costos de producción acumulados de los bienes producidos y los servicios prestados. Los costos son revelados acorde con la operación que lo genera.

Los gastos corresponden a montos requeridos para el desarrollo de la actividad ordinaria e incluyen los originados por situaciones de carácter extraordinario. Los gastos son revelados de acuerdo con su naturaleza y la ocurrencia de eventos extraordinarios.

Los costos y gastos se reconocen al recibo de los bienes o servicios o cuando existe la certeza de la ocurrencia del hecho económico. Los faltantes y las pérdidas de combustible debido a hurtos y explosiones se registran como gastos no operacionales.

**(v) Abandono de Campos**

El Grupo reconoce un pasivo estimado por obligaciones ambientales futuras y su contrapartida es un mayor valor de los activos de recursos naturales y del medio ambiente. La estimación incluye los costos de taponamiento y abandono de pozos, desmonte de facilidades y recuperación ambiental de áreas y pozos. Su amortización se imputa a los costos de producción, para lo cual se utiliza el método de unidades técnicas de producción, sobre la base de las reservas probadas desarrolladas remanentes. Los cambios resultantes de nuevas estimaciones del pasivo por abandono y restauración ambiental, son llevados al activo correspondiente.

Dependiendo de la extensión de ciertos contratos de asociación, los costos de abandono de campos son asumidos por los asociados en los mismos porcentajes de participación establecidos en cada contrato. Ecopetrol no ha asignado fondos para cubrir tales obligaciones con la excepción de los contratos de asociación de Casanare, Orocué, Garcero, Estero, Corocora, Monas, Guajira, Tisquirama, Cravo Norte, y el Oleoducto Caño Limón Coveñas; Sin embargo, en la medida en que se generen actividades relacionadas con el abandono de campos, éstas serán cubiertas por el Grupo.

**(w) Contabilización de Contingencias**

A la fecha de emisión de los estados financieros consolidados pueden existir condiciones que resulten en pérdidas para la Empresa, pero que sólo se conocerán si en el futuro determinadas circunstancias se presentan. Dichas situaciones son evaluadas por la Administración, la Vicepresidencia Jurídica y los asesores legales en cuanto a su naturaleza, la probabilidad de que se materialicen y los importes involucrados, para decidir sobre los cambios a los montos aprovisionados y/o revelados. Este análisis incluye los procesos legales vigentes contra las compañías del Grupo.

La metodología aplicada para evaluar los procesos jurídicos y cualquier obligación contingente se fundamenta en el sistema de créditos de la Nación empleada por el Ministerio del Interior y de Justicia.

Se registra provisión para procesos judiciales cuando exista sentencia condenatoria de primera instancia o que el resultado de la valoración del riesgo corresponda a "Probable Perder".

**(x) Cuentas de Orden**

Las cuentas de orden deudoras y acreedoras representan la estimación de los hechos o circunstancias que pueden afectar la situación financiera, económica, social y ambiental del Grupo. Así mismo, revelan el valor de los bienes, derechos y obligaciones que requieren ser controlados e incluyen, adicionalmente, las diferencias entre la información contable y la utilizada para propósitos tributarios.

**(y) Utilidad Neta por Acción**

La utilidad neta por acción se calcula con base en la utilidad neta del año, dividida entre el promedio ponderado de las acciones suscritas en circulación.

La Compañía no tiene planes de incentivos a sus empleados representados en acciones.

**(z) Convergencia a Normas Internacionales de Contabilidad**

De acuerdo con la Ley 1314 de 2009 y los Decretos Reglamentarios 1706 y 2784 de 2012, el Grupo está obligado a iniciar el proceso de convergencia de las normas de contabilidad e información financiera aplicadas en Colombia con los estándares internacionales. Para este propósito, el Consejo Técnico de la Contaduría Pública, a través del Direccionamiento Estratégico, clasificó a las compañías por grupos; la

Empresa pertenece al Grupo 1, cuyo período de transición comienza el 1 de enero de 2014 y la emisión de los primeros estados financieros bajo normas internacionales de información financiera en el año 2015.

## (2) Activos y Pasivos Nominados en Moneda Extranjera

Las operaciones y saldos en moneda extranjera se convierten a la tasa de cambio representativa del mercado certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia.

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, los estados financieros consolidados de Ecopetrol incluyeron los siguientes activos y pasivos denominados en moneda extranjera (que se convierten a pesos colombianos a las tasas de cambio de cierre, \$1.768,23 y \$1.942,70 por US\$1, respectivamente).

	Diciembre 2012		Diciembre 2011	
	Miles de dólares	Millones de pesos equivalentes	Miles de dólares	Millones de pesos equivalentes
<b>Activos</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	978.367	1.729.977	1.387.341	2.695.187
Inversiones	7.703.546	13.621.642	3.142.338	6.104.620
Cuentas y documentos por cobrar	1.861.230	3.291.083	2.722.535	5.289.069
Anticipos, avances y depósitos	92.210	163.048	58.644	113.928
Otros activos	11.662	20.622	4.024	7.817
	<u>10.647.015</u>	<u>18.826.372</u>	<u>7.314.882</u>	<u>14.210.621</u>
<b>Pasivos</b>				
Obligaciones financieras	4.398.712	7.777.934	1.700.334	3.303.239
Pasivos estimados y provisiones	94.677	167.411	248.652	483.056
Cuentas por pagar y vinculados	1.992.017	3.522.345	1.135.850	2.206.616
Otros pasivos	282.606	499.712	663.960	1.289.875
	<u>6.768.012</u>	<u>11.967.402</u>	<u>3.748.796</u>	<u>7.282.786</u>
<b>Posición neta activa</b>	<u><b>3.879.003</b></u>	<u><b>6.858.970</b></u>	<u><b>3.566.086</b></u>	<u><b>6.927.835</b></u>

## (3) Efectivo y Equivalentes de Efectivo

El siguiente es un detalle del efectivo y equivalentes de efectivo:

	Diciembre 2012	Diciembre 2011
Bancos y corporaciones (1)	\$ 6.119.406	5.452.929
Fondos especiales (2)	1.549.016	1.043.726
Caja	757	3.699
Inversiones a la vista (3)	271.511	279.583
	<u><b>\$ 7.940.690</b></u>	<u><b>6.779.937</b></u>

(1) Corresponde a anticipos entregados por los socios a Ecopetrol S.A. para uso exclusivo en la operación conjunta por \$75.207 (2011 – \$52.533) y recursos propios del Grupo por \$6.044.199 (2011 - \$5.400.396).

(2) Corresponde principalmente a los ahorros en fondos especiales en pesos por \$556.756 (2011 - \$2.073) y moneda extranjera \$708.007 (2011 - \$942.962) e inversiones en operaciones overnight por \$4.942 (2011 - \$80.109).

(3) Se encuentra representada por inversiones a la vista, principalmente CDT's y operaciones overnight, entre los cuales se destacan principalmente: \$108.374 de

Ocensa S.A, \$12.838 de Reficar, \$40.768 de Hocol, \$74.345 de Ecopetrol Óleo E Gas Do Brasil y \$12.504 de Equión.

#### (4) Inversiones

El siguiente es un detalle de las inversiones:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Corriente:		
Renta fija		
Depósitos a término	\$ 156.287	-
Bonos y títulos de entidades privadas o del exterior	654.635	512.378
Bonos emitidos por el Gobierno Colombiano	17.219	398.959
Fondos de inversión administrados por terceros	-	149.021
Fondo destinación específica - Contingencias legales (1)	30.300	86.026
Títulos de Tesorería – TES	508.575	191.204
Instrumentos financieros de cobertura	4.543	14
<b>Total corriente</b>	<b>\$ 1.371.559</b>	<b>1.337.602</b>
No corriente:		
Renta Variable - Acciones (2)	\$ 1.077.190	1.020.059
Renta fija		
Bonos y títulos de entidades del exterior	2.071.957	3.303.859
Bonos emitidos por el Gobierno Colombiano	1.008.433	869.710
Títulos de tesorería – TES	1.236.166	-
Fondo destinación específica - Contingencias Legales (1)	393.916	273.805
Otras inversiones	24.561	7.372
<b>Total no corriente</b>	<b>\$ 5.812.223</b>	<b>5.474.805</b>

(1) Corresponde a recursos restringidos conformados por inversiones de renta fija constituidas atendiendo las sentencias judiciales relacionadas con el proceso de Derecho Comuneris – Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo de Cusiana, correspondiente al embargo y secuestro de los pagos que por concepto de regalías debía efectuar Ecopetrol originados en los Contratos de Regalías Nos. 15, 15A, 16 y 16A, declarados nulos de oficio por el Consejo de Estado en sentencia de 13 de septiembre de 1999.

(2) El siguiente es un detalle de las inversiones de renta variable representadas en acciones al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Sociedades:		
Influencia Importante	\$ 840.692	783.566
No estratégicas	236.498	236.493
<b>Total</b>	<b>\$ 1.077.190</b>	<b>1.020.059</b>

(3) El resumen de las inversiones a largo plazo de renta variable al 31 de diciembre de 2012, reconocidas por el método de participación patrimonial, es como sigue:

<u>Participación Accionaria</u>	<u>Número de acciones y/o cuotas</u>	<u>Porcentaje participación</u>	<u>Fecha de valoración</u>	<u>Costo histórico</u>	<u>Costo en libros</u>	<u>Efecto método de participación</u>
<b>Influencia importante</b>						
Ecodiesel Colombia S. A.	10.500.000.000	50,00	Diciembre	\$ 10.500	19.408	8.908

Serviport S. A.	58.800.000	49	Diciembre	2.081	7.193	5.112
Offshore International Group	250	50,00	Diciembre	408.517	532.269	123.752
Invercolsa S. A.	1.213.801.146	43,35	Octubre	61.671	240.555	178.884
Transgas	27.372.771	20	Noviembre	4.051	41.267	37.216
<b>Total</b>				<b>486.820</b>	<b>840.692</b>	<b>353.872</b>

(4) El resumen de las inversiones a largo plazo de renta variable al 31 de diciembre de 2011, reconocidas por el método de participación patrimonial, es como sigue:

Participación Accionaria	Número de acciones y/o cuotas	Porcentaje participación	Fecha de valoración	Costo histórico	Costo en libros	Efecto método de participación
<b>Influencia importante</b>						
Serviport S. A.	53.714.116	49	Noviembre	\$ 2.081	5.129	3.048
Ecodiesel Colombia S. A.	10.500.000.000	50	Diciembre	10.500	10.681	181
Offshore International Group	250	50	Diciembre	408.517	493.171	84.653
Invercolsa S. A.	1.213.801.146	43,35	Noviembre	61.672	232.757	171.085
Transgas	27.372.771	20	Noviembre	4.051	41.828	37.778
<b>Total</b>				<b>486.821</b>	<b>783.566</b>	<b>296.745</b>

(5) El resumen de las inversiones a largo plazo de renta variable a 31 de diciembre de 2012, reconocidas por el método del costo se expresan a continuación :

Participación accionaria	Número de acciones y/o cuotas	Porcentaje participación	Fecha de valoración	Costo	Valor de mercado / intrínseco	Valorización / desvalorización
<b>ESTRATÉGICAS</b>						
Zona Franca de Cartagena S.A.	290	10	Noviembre	\$ 394	1.163	769
Sociedad Portuaria del Dique	200	1	Noviembre	5	20	15
Sociedad Portuaria Olefinas	249.992	50	Noviembre	250	439	189
Los Arces Group	10.001	100	Diciembre	5.100	5.100	0
Amandine Holding	500	100	Diciembre	6.657	6.657	0
				<b>12.406</b>	<b>13.379</b>	<b>973</b>
<b>NO ESTRATÉGICAS</b>						
Empresa de Energía de Bogotá	631.098.000	6,87	Diciembre	\$ 154.375	801.494	647.119
Interconexión Eléctrica S.A	58.925.480	5,32	Diciembre	69.549	565.683	496.134
Concentra Inteligencia en Energía S.A.S.	168.000	9,52	Noviembre	168	159	(9)
				<b>224.092</b>	<b>1.367.336</b>	<b>1.143.244</b>
				<b>\$ 236.498</b>	<b>1.380.715</b>	<b>1.144.217</b>

(6) El resumen de las inversiones a largo plazo de renta variable a 31 de diciembre de 2011, reconocidas por el método del costo se expresan a continuación :

PARTICIPACION ACCIONARIA	Número de acciones y/o cuotas	Porcentaje participación	Fecha de valoración	Costo	Valor de mercado / intrínseco	Valorización / desvalorización
<b>ESTRATÉGICAS</b>						
Zona Franca de Cartagena S.A.	290	10	Noviembre	\$ 392	1.755	1.363
Sociedad Portuaria del Dique	200	1	Noviembre	5	17	12
Sociedad Portuaria Olefinas	249.992	50	Noviembre	329	386	57
Los Arces Group	10.001	100	Marzo	5.100	5.100	0
Amandine Holding	500	100	Marzo	6.657	6.657	0
				<b>\$ 12.483</b>	<b>13.915</b>	<b>1.432</b>
<b>NO ESTRATÉGICAS</b>						
Empresa de Energía de Bogotá	631.098.000	6,87	Diciembre	154.376	741.540	587.164
Interconexión Eléctrica S.A	58.925.480	5,32	Diciembre	69.549	659.966	590.417
Concentra Inteligencia en Energía S.A.S.	84.000	5	Octubre	85	92	7
<b>Total no estratégicas</b>				<b>224.010</b>	<b>1.401.598</b>	<b>1.177.588</b>
				<b>\$ 236.493</b>	<b>1.415.513</b>	<b>1.179.020</b>

Restricciones sobre las inversiones a largo plazo – Renta variable:

Al 10 de enero de 2013, del proceso jurídico de Invercolsa S.A. se destaca lo siguiente: se encuentran en trámite ante la Corte Suprema de Justicia los recursos de casación interpuestos por AFIB S.A. y FERNANDO LONDOÑO HOYOS contra la sentencia proferida por el Juzgado 28 Civil del Circuito, el 8 de febrero de 2007, que fue confirmada por el Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá - Sala Civil, el 11 de enero de 2011, así las cosas, el 22 de octubre de 2012 venció el traslado para que la recurrente en casación AFIB S.A. sustentara el correspondiente recurso, lo cual se hizo en oportunidad y comenzó a correr el traslado para que el recurrente en casación Fernando Londoño Hoyos sustentara el suyo, lo que también se hizo en término; por lo tanto, el 5 de diciembre de 2012 la Secretaria de la Corte indicó que cumplidos los traslados a los recurrentes, las demandas correspondientes fueron presentadas en su oportunidad y se encuentran insertas en el expediente, informe que paso al despacho ese mismo día.

Se anota que la sentencia de apelación del 11 de enero de 2011 ordenó: i) anular la compra de las 145 millones de acciones de Invercolsa efectuada por Fernando Londoño Hoyos, ii) inscribir en el libro de accionistas la cancelación de dicha adquisición, incluyendo la prenda a favor de los Bancos del Pacífico Colombia y Panamá; y la dación en pago de las acciones de Arrendadora Financiera Internacional Bolivariana S.A., iii) condenar a Fernando Londoño Hoyos y a AFIB a restituir a Ecopetrol los dividendos recibidos de Invercolsa, junto con las nuevas acciones recibidas por concepto de utilidades y/o revalorizaciones, iv) declarar que Fernando Londoño Hoyos no adquirió ni fue poseedor de buena fe de las 145 millones de acciones de Invercolsa; v) ordenar a Invercolsa ajustar su funcionamiento y la Asamblea a las declaraciones efectuadas en el fallo.

La actividad económica de las entidades en las que el Grupo Ecopetrol tiene inversiones son:

<b><u>Compañía</u></b>	<b><u>Actividad Económica</u></b>
Invercolsa S. A.	Inversiones en sociedades del sector energético incluyendo actividades propias de la industria y el comercio de hidrocarburos y de la minería.
Serviport S. A.	Servicios para el apoyo de cargue y descargue de naves petroleras, suministro de equipos para el mismo propósito, inspecciones técnicas y mediciones de carga.
Ecodiesel Colombia S. A.	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleoquímicos.
Offshore International Group	Exploración, desarrollo, producción y procesamiento de hidrocarburos

Vencimiento inversiones de renta fija

El resumen del vencimiento de las inversiones de renta fija no corriente al 31 de diciembre de 2012, se presenta a continuación:

<u>Vencimiento</u>	<u>1 - 3 Años</u>	<u>3 - 5 Años</u>	<u>&gt; 5 Años</u>	<u>Total</u>
Bonos y otros títulos del exterior	\$ 1.845.673	226.284	-	2.071.957
Bonos y otros títulos del gobierno	628.816	304.048	75.569	1.008.433
Títulos de término TES	772.747	148.949	314.470	1.236.166
Fondo destinación específica	58.328	63.339	272.249	393.916
Otros *	24.561	-	-	24.561
	<b>\$ 3.330.125</b>	<b>742.620</b>	<b>662.288</b>	<b>4.735.033</b>

\* Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil posee inversiones financieras en el banco Citibank por un valor total de \$24.492, otorgadas en garantía a la ANP (equivalente de la ANH) hasta que la misma apruebe la participación de ECP Brasil en los bloques de perforación Vanco-BM-S-63, 71 y 72. Después de tal aprobación ese valor será transferido para la compra de la participación, y en caso de que no se apruebe el valor será devuelto.

El resumen del vencimiento de las inversiones de renta fija no corriente al 31 de diciembre de 2011, se presenta a continuación:

<u>Vencimiento</u>	<u>1 - 3 Años</u>	<u>3 - 5 Años</u>	<u>&gt; 5 Años</u>	<u>Total</u>
Bonos y otros títulos del exterior	\$ 3.218.402	85.457	-	3.303.859
Bonos y otros títulos del gobierno	768.385	-	101.325	869.710
Fondo destinación específica	139.427	15.827	118.551	273.805
Otras inversiones	7.372	-	-	7.372
	<b>\$ 4.133.586</b>	<b>101.284</b>	<b>219.876</b>	<b>4.454.746</b>

**(5) Cuentas y Documentos por Cobrar**

El siguiente es un detalle de las cuentas y documentos por cobrar:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Parte corriente:</b>		
<b>Cientes:</b>		
Nacionales	\$ 975.306	964.697
Exterior	2.402.406	2.578.421
Diferencial de precios por cobrar al Ministerio de Minas y Energía (1)	1.381.515	571.742
Deudores varios	462.757	434.014
Reintegros y rendimientos de inversiones	53	2.968
Contratos de asociación - Operaciones conjuntas	13.002	12.234
Cuentas por cobrar al personal	19.748	61.005
Deudas de difícil cobro	199.216	131.750
Cientes servicios industriales	8.517	19.005
Documentos por cobrar	34.533	(627)
<b>Total</b>	<b>\$ 5.497.053</b>	<b>4.775.209</b>
Menos - Provisión para cuentas de dudoso recaudo	(235.552)	(138.673)
<b>Total corriente</b>	<b>\$ 5.261.501</b>	<b>4.636.536</b>
<b>Parte no corriente:</b>		
Nacionales	20.830	1.183
Exterior	2.300	3.143
Cavipetrol y préstamos a empleados (2)	359.451	282.947
Diferencial de precios por cobrar al Ministerio de Minas y Energía (1)	77.510	77.510
Cartera de créditos	8.520	5.836
Otros	34.840	36.608
<b>Total no corriente</b>	<b>\$ 503.451</b>	<b>407.227</b>

Determinación y clasificación de la cartera de clientes al 31 de diciembre de 2012, de acuerdo con su vencimiento:

	<b>Días de vencimiento</b>		
	<b>0 – 180</b>	<b>181 – 360</b>	<b>Más de 361*</b>
Cartera corriente	3.217.740	20.366	1.951
Cartera en mora	123.848	7.358	29.579
	<u>3.341.588</u>	<u>27.724</u>	<u>31.530</u>
Cientes nacionales	\$ 977.831	26.648	1.113
Cientes del exterior	2.363.757	1.076	30.417
	<u>\$ 3.341.588</u>	<u>27.724</u>	<u>31.530</u>

Determinación y clasificación de la cartera de clientes al 31 de diciembre de 2011, de acuerdo con su vencimiento:

	<b>Días de vencimiento</b>		
	<b>0 – 180</b>	<b>181 – 360</b>	<b>Más de 361*</b>
Cartera corriente	3.210.484	1.051	-

Cartera en mora	225.900	105.683	4.326
	<u>3.436.384</u>	<u>106.734</u>	<u>4.326</u>
Clientes nacionales	963.646	1.051	1.183
Clientes del exterior	2.472.738	105.683	3.143
	<u>3.436.384</u>	<u>106.734</u>	<u>4.326</u>

\* Cartera de clientes incluida dentro de deudas de difícil cobro.

El siguiente es el movimiento de la provisión de cuentas por cobrar:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
<b>Saldo inicial</b>	\$ <b>138.673</b>	<b>101.400</b>
Adiciones	88.441	32.422
Recuperación de provisiones	(5.945)	(365)
Castigo de cartera	(78)	(770)
Utilizaciones provisiones	14.461	5.986
<b>Saldo</b>	<b>\$ <u>235.552</u></b>	<b><u>138.673</u></b>

- (1) Cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público por concepto del cálculo diferencial de precios de gasolina motor regular y el ACPM, de acuerdo con la Resolución No. 180522 emitida el 29 de marzo de 2010.
- (2) Mediante los contratos Leg 058-80 de 1980 y 4008928 de 2006, se otorgó la administración, manejo y control a Cavipetrol de los préstamos a los empleados de la Empresa. En su calidad de administrador, Cavipetrol custodia, en su base de datos y sistema financiero, el detalle por trabajador de dichos préstamos y sus respectivas condiciones.

Los recaudos futuros de las cuentas por cobrar a Cavipetrol a 31 de diciembre de 2012 se estiman de la siguiente manera:

<u>Año</u>	<u>Valor</u>
2013	\$ 31.613
2014	31.613
2015 y siguientes	<u>276.239</u>
	<b>\$ <u>339.465</u></b>

Así mismo a 31 de diciembre de 2012 se presentan préstamos a los empleados de Equion por \$11.984, Hocol por \$7.525, Propilco \$412, Comai \$65.

No existen restricciones de importancia para la recuperación de las cuentas y documentos por cobrar.

## (6) Inventarios

El siguiente es un detalle de los inventarios:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
<b>Productos terminados</b>		
Petróleo crudo	\$ 941.846	1.094.691
Combustibles	801.403	701.665
Petroquímicos	66.107	85.411

Gas natural (1)	29.415	-
<b>Productos comprados</b>		
Combustibles	13.613	43.527
Petróleo crudo	260.429	116.398
Petroquímicos	11.995	24.042
Gas natural (1)	-	392
Productos agrícolas	1.149	
<b>Materias primas</b>		
Petróleo crudo	127.272	187.048
Petroquímicos	30.485	32.087
<b>Productos en proceso</b>		
Combustibles	435.952	396.270
Petroquímicos	7.627	12.523
Material de empaque	1.579	5.139
<b>Materiales para producción de bienes</b>	82.082	65.706
<b>Materiales en tránsito</b>	22.478	24.359
<b>Total</b>	<b>2.833.432</b>	<b>2.789.258</b>
Menos – Provisión de inventarios	(27.150)	(27.653)
<b>Total</b>	<b>\$ 2.806.282</b>	<b>2.761.605</b>

El movimiento de la provisión de inventarios es:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
<b>Saldo inicial</b>	\$ 27.653	19.297
Aumento (disminución) de la provisión	(503)	8.356
<b>Saldo final</b>	<b>\$ 27.150</b>	<b>27.653</b>

(1) Desbalance de gas natural, el Grupo utiliza el método contable de la titularidad para los acuerdos de balaceo de gas a través del cual la cantidad de gas natural vendido se basa en los intereses compartidos en la propiedad. El Grupo presentó desbalance de gas a 31 de diciembre de 2012 de \$5.713 (USD3,241,756) a favor, equivalentes a 574.109 MBTU. La Compañía no presentó posición de desbalance a 31 de diciembre 31 de 2011. Bajo RCP, los desbalance de gas natural se resuelven con una compra o venta al socio que se contabilizan al final del período.

#### (7) Anticipos, Avances y Depósitos

El siguiente es un detalle de los anticipos, avances y depósitos:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
<b>Corto plazo</b>		
Entidades oficiales (1)	\$ 4.752.125	2.851.195
Anticipos a proyectos de inversión	-	1.749
Asociados en operaciones conjuntas (2)	286.474	232.492
Agentes de aduana	2.531	62.074
Anticipos a contratistas	17.399	40.129
Convenios (3)	18.613	18.911
Anticipos a trabajadores	1.073	1.084
Anticipo a proveedores	300.711	252.308
<b>Total corto plazo</b>	<b>\$ 5.378.926</b>	<b>3.459.942</b>
<b>Largo plazo</b>		
Anticipos, avances y depósitos	172.708	144.482
<b>Total</b>	<b>\$ 5.551.634</b>	<b>3.604.424</b>

(1) Corresponde a la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales – DIAN, por concepto de anticipo de impuesto de renta año gravable 2012 por \$3.480.067 (2011 - \$1.771.005), autorretenciones y otros por \$1.272.058 (2011 - \$1.080.190).

- (2) El siguiente es el detalle de los anticipos, avances y depósitos con asociados en operaciones conjuntas:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Contratos en los que Ecopetrol no es operador</b>		
Meta Petroleum Ltd.	\$ 9.069	45.140
Occidental de Colombia Inc.	17.733	15.012
Mansarovar Energy Colombia Ltd.	-	3.386
Petrobras Colombia Limited	11.213	13.406
Otras operaciones	11.484	26.027
Perenco Colombia Limited	12.041	27.324
Emerald Energy PLC Suc Colombia	20.893	-
Chevron Petroleum Company	7.065	4.197
Repsol	-	50
Vector Group	-	48
Larsen & Toubro	-	3.919
Petrobras Internacional Braspetro B.V.	589	4.866
CEPSA Colombia S. A.	13.118	583
Talisman Perú BV, Sucursal del Perú	781	563
Petróleo Brasileiro S.A. Petrobras	-	1.107
Petrobras Energía Perú S.A.	197	147
Maurel et Prom Colombia B.V.	747	-
Lewis Energy Colombia	242	-
<b>Contratos en los que Ecopetrol es operador:</b>		
Oleoducto Caño Limón	15.985	36.137
Otras operaciones	2.998	27.138
Vanco	29.739	-
Niscota	23.164	-
La Cira	38.027	17.289
JOA Caño Sur	3.619	3.681
CRC 2004 – 01	1.935	2.401
JOA Platanillo	-	71
Bloque CPO-9	25.189	-
Acuerdo Master TLU-1	11.514	-
Acuerdo operación TLU-3	13.477	-
Crudos pesados Bloque CPE-2	15.655	-
<b>Total</b>	<b>\$ 286.474</b>	<b>232.492</b>

- (3) Representa los recursos girados a los trabajadores por concepto del anticipo del plan educacional.

**(8) Gastos Pagados por Anticipado**

El siguiente es un detalle de los gastos pagados por anticipado:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Seguros (1)	\$ 106.257	44.049
Otros (2)	4.398	8.325
<b>Total</b>	<b>\$ 110.655</b>	<b>52.374</b>

- (1) De los seguros contratados \$70.326 corresponden a Ecopetrol S.A., con vigencia hasta mayo de 2013 con un costo de \$168.238 y una amortización a 31 de diciembre de 2012 de \$97.912.

A 31 de diciembre de 2012 los seguros de las demás compañías del grupo está compuesto por Refinería de Cartagena \$19.072, Oleoducto Bicentenario \$7.036, Ecopetrol America Inc \$4.543, Equion \$2.868, Propilco \$1.265, Ocesa \$494, Hocol \$325, Oleoducto de Colombia \$150, Bioenergy \$110, Comai \$57, Ecopetrol Perú \$11.

- (2) Incluye principalmente recursos para la adquisición y mantenimiento de los vehículos asignados a los funcionarios de nivel superior de Ecopetrol mediante leasing, el cual está manejado según Contrato No. 5203585 por Cavipetrol; consumo de energía eléctrica Electrificadora del Meta para el campo de Ocelote de Hocol \$2.833 y Medicina prepagada de Hocol \$643.

**(9) Depósitos Entregados en Administración**

Corresponde a fiducias de pensiones y costos de abandono, las cuales estaban constituidas a nombre de Occidental de Colombia y fueron recibidas en la terminación del contrato en la Asociación Cravo Norte – ACN, el cual se hizo efectivo en febrero de 2011. Tanto el fondo de Pensiones como el fondo de abandono están siendo administrados por la Fiduciaria Bancolombia. Al 31 de diciembre presentan la siguiente composición

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Fondo de abandono	\$ 306.651	269.073
Corficolombiana Titularización – ODL	127.784	20.565
Administrado por Cavipetrol	19.645	16.863
Fondo de pensiones	16.920	14.431
Otros	7.810	429
	<b>\$ 478.810</b>	<b>321.361</b>

**(10) Propiedades, Planta y Equipo, neto**

El siguiente es un detalle de las propiedades, planta y equipo, neto:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Planta y equipo	\$ 17.835.237	17.611.968
Construcciones en curso (1)	17.474.710	12.715.494
Ductos, redes y líneas	19.799.381	17.991.919
Edificaciones	4.295.597	3.559.908
Equipo en depósito y en tránsito	1.394.003	1.198.856
Equipo de cómputo	580.225	569.159
Equipo de transporte y otros activos	1.668.096	1.674.134
Plantaciones agrícolas	44.428	21.846
Materiales de operación	140.237	76.986
Terrenos	745.632	679.997
<b>Total</b>	<b>63.977.546</b>	<b>56.100.267</b>
Depreciación acumulada	(26.278.595)	(25.009.147)
Provisión por desvalorizaciones de propiedades, planta y equipo (2)	(563.996)	(1.057.740)
<b>Total</b>	<b>\$ 37.134.955</b>	<b>30.033.380</b>

(1) Incluye principalmente: (i) las inversiones realizadas en proyectos de producción en la operación directa como: Desarrollo Castilla, Chichimene, Apiay, recuperación secundaria Yarigui y Cupiagua. En la operación asociada con los proyectos de desarrollo del Piedemonte y la Cira Infantas. En refinación los proyectos importantes son la modernización de la Refinería de Barrancabermeja y Plan Maestro de Servicios Industriales. En transporte se encuentran la ampliación de transporte Chichimene-Castilla-Apiay, transporte de gas Cupiagua y Plan Maestro de Integración de Refinería; ii) intereses causados por pagar sobre el crédito sindicado por \$174.221 bonos emitidos en dólares y pesos por \$207.615 y por \$71.766 respectivamente, los cuales fueron destinados a construcciones en curso por \$63.526. Así mismo, incluye inversiones realizadas en el Oleoducto Bicentenario por \$1.059.992.

(2) El siguiente es el detalle del movimiento de la provisión por desvalorizaciones de propiedades, planta y equipo:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
<b>Saldo inicial enero 2012</b>	<b>\$ 1.057.740</b>	<b>1.064.204</b>
Adiciones a nuevas provisiones	315.627	41.948
Ajuste a provisiones existentes	30.590	3.721
Desvalorización de activos	(680.128)	(6.114)
Recuperaciones	(159.833)	(46.019)
<b>Saldo final diciembre de 2012</b>	<b>\$ 563.996</b>	<b>1.057.740</b>

Resumen de las propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2012, incluyendo valorizaciones y provisiones:

<u>Clase de activo</u>	<u>Costo ajustado</u>	<u>Depreciación acumulada</u>	<u>Valorización</u>	<u>Provisiones</u>
Planta y equipo	\$ 17.835.237	(11.818.813)	5.160.255	(66.980)
Ductos, redes y líneas	19.799.381	(11.628.422)	8.533.118	(52.075)
Construcciones en curso	17.474.710	-	-	-
Edificaciones	4.295.597	(1.608.846)	2.267.564	(212.487)
Equipos en depósito y en tránsito	1.394.003	-	-	-
Equipo de cómputo	580.225	(423.614)	35.915	(4.632)
Plantaciones agrícolas	44.428	-	-	-

Equipos de transporte y otros activos	1.668.096	(798.900)	369.031	(211.831)
Terrenos	745.632	-	3.137.790	(9.944)
Materiales de operación	140.237	-	-	(6.047)
<b>Total</b>	<b>\$ 63.977.546</b>	<b>(26.278.595)</b>	<b>19.503.673</b>	<b>(563.996)</b>

Resumen de las propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2011:

<u>Clase de activo</u>	<u>Costo ajustado</u>	<u>Depreciación acumulada</u>	<u>Valorización</u>	<u>Provisiones</u>
Planta y equipo	\$ 17.611.968	(11.551.625)	4.354.890	(348.240)
Ductos, redes y líneas	17.991.919	(10.876.272)	4.360.294	(354.404)
Construcciones en curso	12.715.494	-	-	-
Edificaciones	3.559.908	(1.432.962)	1.595.248	(122.010)
Equipos en depósito y en tránsito	1.198.856	(11)	-	-
Equipo de cómputo	569.159	(448.025)	42.014	(15.612)
Equipos de transporte y otros activos	1.695.980	(700.252)	396.355	(215.419)
Terrenos	679.997	-	1.648.057	(145)
Materiales de operación	76.986	-	-	(1.910)
<b>Total</b>	<b>\$ 56.100.267</b>	<b>(25.009.147)</b>	<b>12.396.858</b>	<b>(1.057.740)</b>

Sobre los activos no existen restricciones ni pignoraciones o entregas en garantía de obligaciones.

Los avalúos técnicos de activos fijos se realizan cada tres años, de acuerdo con lo establecido en el Régimen de Contabilidad Pública. Al cierre del año 2012 se actualizó el último estudio técnico de valoración de activos y lo realizó la firma T.F. Auditores & Asesores.

**(11) Recursos Naturales y del Medio Ambiente, neto**

El siguiente es un detalle de los recursos naturales y del medio ambiente, neto:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Inversiones petrolíferas amortizables (1)	\$ 34.866.137	29.991.872
<u>Menos: Amortización acumulada de inversiones petrolíferas</u>	<u>(20.299.730)</u>	<u>(18.055.338)</u>
	<b>14.566.407</b>	<b>11.936.534</b>
Costos de taponamiento y abandono, desmonte de facilidades y recuperación ambiental (2)	4.093.973	3.703.535
<u>Menos: Amortización acumulada de abandono de instalaciones</u>	<u>(2.100.281)</u>	<u>(1.626.621)</u>
	<b>1.993.692</b>	<b>2.076.914</b>
Yacimientos y aforos (3)	701.590	701.590
<u>Menos: Agotamiento acumulado</u>	<u>(632.941)</u>	<u>(622.040)</u>
	<b>68.649</b>	<b>79.550</b>
Exploraciones en curso (4)	1.939.982	1.347.789
<b>Total</b>	<b>\$ 18.568.730</b>	<b>15.440.787</b>

(1) A 31 de Diciembre de 2012, las capitalizaciones netas de inversiones petrolíferas ascendieron aproximadamente a \$3.821.276 representadas principalmente en los campos: Chichimene, Castilla Norte, Rubiales, La Cira, Yarigui-Cantagallo, Casabe, Pauto, Apiay, Matachin Norte, Infantas, Suria, Cusiana, Quifa, Tibu, Guatiquia, Caño Limon.

(2) Corresponde a los costos de abandono de las áreas de producción, actualizados en los meses de junio y diciembre de 2012.

(3) El aforo de reservas está representado en los yacimientos recibidos de las reversiones de contratos de concesión por \$520.218, administrados por las Gerencias Sur y \$181.372, por Magdalena Medio.

(4) Se presenta variación por: aumento de la ejecución de Caño Sur, Quifa, Akacias e hidrocarburos no convencionales. Además tuvo incidencia el ajuste en la reversión de los pozos Estratigráficos del bloque Caño Sur.

**(12) Cargos Diferidos**

El siguiente es un detalle de los cargos diferidos:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Otros cargos diferidos, neto (1)	\$ 2.102.874	2.326.838
Impuesto sobre la renta diferido	1.543.209	1.582.996
Cargos corrección monetaria diferida, neto	338	40.226
	<b>\$ 3.646.421</b>	<b>3.950.060</b>

(1) Incluye las inversiones realizadas en desarrollo del contrato de colaboración empresarial suscrito entre Ecopetrol y Schlumberger, con el fin de obtener una producción incremental en el campo Casabe; dichas inversiones se amortizan con base en las unidades técnicas de producción del campo.

**(13) Otros Activos**

El siguiente es un detalle de los otros activos:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Crédito mercantil (1)	\$ 2.842.518	3.163.762
Intangibles, neto: (marcas, licencias, patentes, software)	569.320	405.582
Encargos fiduciarios (2)	126.155	83.129
Fondo Nacional de Regalías (3)	67.815	72.909
Otros activos (4)	424.955	166.009
	<b>\$ 4.030.763</b>	<b>3.891.391</b>

(1) El crédito mercantil corresponde principalmente a Ecopetrol S.A. y está compuesto por:

<b>Compañía</b>	<b>Fecha Adquisición</b>	<b>Valor Crédito Mercantil</b>	<b>Valor Amortizado</b>	<b>Pendiente de amortizar</b>	<b>Tiempo de amortización (años)</b>
Propilco S.A.	7/04/2008	\$ 327.986	86.572	241.414	17,8
Andean Chemicals	7/04/2008	357.629	94.400	263.229	17,8
IPL Enterprises	17/03/2009	537.093	137.257	399.836	15
Offshore International	06/02/2009	748.986	186.175	562.811	14
Hocol Petroleum Limited	27/05/2009	748.948	157.334	591.614	16
Equión Energía Limited	24/01/2011	972.409	189.695	782.714	10
Bioenergy Zona Franca	30/08/2008	900	-	900	
Total		<b>\$ 3.693.951</b>	<b>851.433</b>	<b>2.842.518</b>	

- (2) Corresponde a Ecopetrol 71.025: i) \$59.989 por aportes y participación en el Fondo Nacional de Hidrocarburos creado para apoyar futuros contratos de inversión, exploración y producción de hidrocarburos en campos menores, proyectos que son administrados por el Fondo de Capital Privado de Hidrocarburos de Colombia, ii) \$1.425 del Fondo Procuraduría, creado para proyectos de beneficio general de los municipios cercanos al campo Cicuco de la operación directa: Cicuco, Mompox y Talaigua Nueva (la función de la fiducia es el giro de los dineros, de acuerdo con el avance de los proyectos, los cuales van a ser ejecutados por los municipios a través de convenios con el Incoder y el Ministerio del Medio Ambiente); y iii) \$9.611 del Fondo Colpet, Cóndor y Sagoc para atender eventuales contingencias en la liquidación de estas antiguas filiales.

A la compañía oleoducto Bicentenario de Colombia corresponde \$48.567: i) \$28.779 por cartera colectiva abierta donde se deposita el dinero que se destina para el pago trimestral de los intereses del crédito sindicado ii) \$19.532 son fiducias constituidas para consignar el dinero de las retenciones en garantía pactadas en los contratos, las cuales se devolverán al finalizar la obra; y iii) \$256 por fiducia mercantil de administración y pagos para la ejecución de la construcción de la terraza por parte de HGC Ingenieros, Bioenergy \$4.238 para compra de terrenos, Equion \$2.325: i) \$1.896 para pagos relacionados con el plan médico y ii) \$429.

- (3) Corresponde a los depósitos del FAEP a favor de Ecopetrol para atender el remanente del Fondo Nacional de Regalías. Tiene como destino exclusivo el pago de deudas y la financiación de proyectos y programas de desarrollo de los municipios y departamentos productores y no productores de hidrocarburos. Ecopetrol hace desembolsos en la medida en que el Ministerio de Hacienda emite las respectivas aprobaciones.
- (4) Incluye, de Ecopetrol bienes adquiridos en leasing financiero por \$105.205 (\$73.140 en 2011), así como fondos restringidos por \$50.359 (\$47.751 en 2011), representados en depósitos judiciales, para atender demandas laborales, civiles y tributarias, mejoras en propiedad ajena sobre los activos recibidos en concesión de Pozos Colorados y Tumaco por \$44.639 (\$23.740 en 2011). ODL Finance \$162.806 principalmente por contratos BMOT (\$19.672 en 2011), Andean \$48.273 por activos recibidos en parte de pago por la obligación de Lousina Green Fuels, OBC \$12.217, Hocol \$1.390, Otros \$66 (\$ 294 en 2011).

**(14) Valorizaciones**

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Propiedades, planta y equipo (1)</b>		
Planta y equipo	\$ 5.160.255	4.354.890
Edificaciones	2.267.564	1.595.248
Terrenos	3.137.790	1.648.057
Ductos y líneas	8.533.118	4.360.294
Equipos de transporte y otros activos	369.031	396.355
Equipo de comunicaciones y computación	35.915	42.014
	<b>19.503.673</b>	<b>12.396.858</b>
<b>Inversiones de renta variable</b>		
Empresa de Energía de Bogotá S. A. ESP.	647.119	587.164
Interconexión Eléctrica S. A.	496.126	590.417
Zona Franca de Cartagena S.A.	-	1.363
Sociedad Portuaria del Dique	-	12
Sociedad Portuaria Olefinas	189	57
Concentra S.A.	-	7
Zona Franca Industrial	783	-
	<b>1.144.217</b>	<b>1.179.020</b>
<b>Total</b>	<b>\$ 20.647.890</b>	<b>13.575.878</b>

- (1) Al 31 de diciembre de 2012, las valorizaciones de propiedades, planta y equipo de Ecopetrol presenta un incremento de \$7.232.040 por el reconocimiento de la actualización del estudio técnico de valoración de los activos fijos, realizado por la firma TF Auditores, con corte al 31 de diciembre de 2012.

**(15) Obligaciones Financieras**

El siguiente es un detalle de las obligaciones financieras:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Corriente</b>		
Deuda en moneda extranjera (2)	\$ 122.349	171.408
Deuda en moneda nacional (1)	2.116.790	660.186
<b>Total Corriente</b>	<b>2.239.139</b>	<b>831.594</b>
<b>No corriente</b>		
Deuda en moneda extranjera (2)	7.609.998	3.706.961
Deuda en moneda nacional (1)	2.856.688	3.263.017
Bonos emitidos (3)	1.000.000	1.000.000
<b>Total no corriente</b>	<b>\$ 11.466.686</b>	<b>7.969.978</b>

- (1) Corresponde principalmente al saldo de Ecopetrol S.A. por concepto del préstamo sindicado con once bancos nacionales por valor inicial de \$2.220.200, destinados a financiar programas de inversiones de la Empresa. De acuerdo con las condiciones de pago a diciembre de 2012 se ha amortizado capital por un monto de \$620.510. Se estima la amortización de capital en el año 2013 por \$444.041. El préstamo fue obtenido con las siguientes condiciones:

Plazo: 7 años, incluyendo 2 años de gracia  
 Pago de intereses: A partir de noviembre de 2009  
 Tasa: DTF + 4% trimestre anticipado  
 Amortización: Semestral

Garantía: Ecopetrol otorgó prenda cerrada de las acciones que posee directa o indirectamente en las siguientes compañías, con un cubrimiento mínimo del 120% del monto del crédito. Las acciones dadas en garantía fueron sustituidas a través del Otrosí No. 1 suscrito entre los bancos y Ecopetrol, el 17 de noviembre de 2011. El valor de las garantías, según el valor intrínseco de las acciones de las compañías a junio de 2012 y convertidos a pesos con la TRM vigente el 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

<u>Empresa</u>	<u>Valor</u>
Hocol Petroleum Limited	\$ 2.456.361
Offshore International Group	439.498
Polipropileno del Caribe S.A.	<u>294.179</u>
<b>Total</b>	<b>\$ <u>3.190.038</u></b>

El detalle de los pagos a largo plazo corresponden principalmente a Ecopetrol S.A. así:

2014	444.040
2015	444.040
2016	<u>267.570</u>
	<b>\$ <u>1.155.650</u></b>

Actualmente Ecopetrol S.A. no anticipa ninguna situación que pueda representar el no cumplimiento de sus obligaciones en un futuro inmediato.

Así mismo, incluye principalmente, otras obligaciones financieras adquiridas por las empresas del grupo, principalmente por : Oleoducto Bicentenario de Colombia \$1.294.685 a 11 años con tasa de interés DTF+4,54%, Ocesa S.A. \$900.000 a 7 años con tasa de interés DTF+4%. Los créditos de ODL Finance S.A. por \$725.867 y Bioenergy 322.236 a 15 años con tasa de interés promedio DTF+3%.

A continuación se encuentra el detalle de Garantías otorgadas por ODL al 31 de diciembre de 2012:

Contrato de fiducia mercantil irrevocable celebrado entre Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. Sucursal Colombia y Fiduciaria Corficolombiana S.A. en virtud del cual se constituye el Patrimonio Autónomo ODL – Ecopetrol Emisor de los títulos ODL – Ecopetrol.

Garantía: Títulos Crediticios ODL - Ecopetrol

De acuerdo a la cláusula séptima del contrato, “ODL utilizará los recursos producto de la colocación para la financiación del proyecto de construcción y puesta en marcha del Oleoducto y para la devolución de capital a los Patrocinadores del Oleoducto, según se establezca en el Prospecto de Información”. Adicionalmente, la cláusula 10.2.1 menciona que habrá un Fondo Principal que será una cuenta contable del Patrimonio Autónomo que se constituirá para administrar los recursos provenientes del pago de la Tarifa Financiera Títulos a cargo de Ecopetrol., y la cláusula 10.2.2.2 menciona que los recursos depositados en el Fondo Transitorio de Reserva solo podrán ser utilizados para realizar pagos del servicio de la Deuda.

Se originaron cuatro pagarés, los cuales cuentan con las siguientes particularidades:

<b>Naturaleza de la garantía</b>	<b>Contraparte</b>	<b>Fecha de inicio</b>	<b>Fecha de vencimiento</b>	<b>Monto \$</b>	<b>Términos de la garantía</b>
Garantía Bancaria	Bco. de Bogotá	6/1/2010	6/1/2017	520	Incumplimiento de Compromisos
Garantía Bancaria	AV Villas	6/1/2010	6/1/2017	70	Incumplimiento de Compromisos
Garantía Bancaria	Bco. de Occidente	6/1/2010	6/1/2017	105	Incumplimiento de Compromisos
Garantía Bancaria	Bco. Popular	6/1/2010	6/1/2017	105	Incumplimiento de Compromisos

Bioenergy tiene registrados créditos por valor de \$1.683 de los cuales se encuentran garantizados \$914 con una hipoteca sobre un predio denominado "PREDIO LA ESPERANZA" cuyo valor en libros es de 4.096 con una extensión de 249.68 hectáreas, el cual respalda tres obligaciones financieras detalladas a continuación:

Banco	Fecha Inicial	Fecha Final	Pagare Número	Valor Inicial	Tasa	Plazo	Saldo a Diciembre 2012
Bancolombia	14/02/2008	14/02/2013	570087615	2.159	DTF TA + 8,54%	60 meses	359
Bancolombia	22/07/2008	22/07/2013	570087988	1.402	DTF TA + 7,06%	60 meses	350
Bancolombia	22/07/2008	22/07/2013	570087989	618	DTF TA + 7,06%	60 meses	206
<b>Totales</b>				<b>4.179</b>			<b>915</b>

Estos créditos fueron otorgados por Bancolombia a través de una línea Finagro. De acuerdo al flujo de caja se espera cumplir con los pagos en las fechas previstas.

- (2) El 23 de julio de 2009, la Compañía Ecopetrol S.A. llevó a cabo una emisión de bonos (notas) de deuda no garantizada y no subordinada, con derecho a registro en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos - SEC con vencimiento en 2019, por US\$1,500 millones. Dicho registro se efectuó el 6 de octubre de 2009. La emisión se realizó bajo la Regla 144A/Regulación S con los derechos de registro ante la SEC.

Las condiciones de la transacción fueron:

Interés del cupón: 7.625%

Prima de aseguramiento sobre los tesoros americanos (Make Whole): 50 pbs. Las fechas de pago de intereses son: 23 de julio y 23 de enero de cada año, empezando el 23 de enero de 2010. Fecha de vencimiento: 23 de julio de 2019.

Así mismo, la Compañía ha cumplido con los diversos compromisos (covenants) entre los cuales se incluyen el pago debido y oportuno de los intereses y el capital; no constituir prendas por parte de Ecopetrol y sus subordinadas, excepto por ciertas prendas autorizadas; realizar una oferta de compra de los bonos en el caso de un evento de recompra por cambio de control, de acuerdo con su definición en los documentos de la emisión.

Así mismo incluye, Refinería de Cartagena \$4.727.455 con bancos extranjeros ( Exim bank of the United States, HSBC USA, Bank of Tokio Sumitomo BBVA – SACE, BBVA/HSBC/ SEK, HSBCBank Plc-EKN) destinados para financiar el proyecto de expansión de la nueva Refinería, estos créditos se empiezan amortizar en junio del 2014 por un plazo de 16 años.

- (3) Mediante la Resolución No. 3150 del 20 de octubre de 2010, Ecopetrol obtuvo autorización del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para emitir, suscribir y colocar bonos de deuda pública interna hasta por la suma de un billón de pesos, para financiar el Plan de Inversiones de Ecopetrol 2010. Posteriormente, mediante la Resolución No. 2176 del 11 de noviembre de 2010, obtuvo autorización de la Superintendencia Financiera de Colombia para inscribir sus bonos de deuda pública interna en el Registro Nacional de Valores y Emisores y para efectuar su oferta pública.

Resultados de la emisión y colocación de los bonos de deuda pública interna:

Monto colocado : 1 billón de pesos

Fecha de emisión: 1 de diciembre de 2010

Amortización:	al vencimiento			
Serie A:	Bonos denominados en pesos con tasa variable IPC			
Plazo de Redención:	5 años	7 años	10 años	30 años
Tasa:	IPC + 2.80%	IPC + 3.30%	IPC + 3.94%	IPC+4.90%
Monto(millones)	\$ <u>97.100</u>	<u>138.700</u>	<u>479.900</u>	<u>284.300</u>

**(16) Cuentas por Pagar y Entes relacionados**

El siguiente es un detalle de las cuentas por pagar y transacciones con entes relacionados:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Dividendos por pagar (1)	\$ 3.919.102	3.424
Proveedores	5.149.354	1.974.233
Compras hidrocarburos a Agencia Nacional		
Hidrocarburos	208.425	775.329
Anticipos asociados	716.379	532.282
Depósitos recibidos de terceros	247.301	777.444
Acreedores varios	564.250	269.381
Retención en la fuente sobre renta e IVA	100.564	308.258
Reembolsos costos exploratorios	-	42.797
<b>Total</b>	<b><u>10.905.375</u></b>	<b><u>4.683.148</u></b>
<b>No corriente</b>		
Otras cuentas por pagar	<u>662.472</u>	<u>518.143</u>
<b>Total no corriente</b>	<b>\$ <u>662.472</u></b>	<b><u>518.143</u></b>

- (1) Se encuentra representado por los dividendos por pagar decretados en la Asamblea General de Accionistas celebrada el 22 de marzo de 2012 por \$12.335.009, menos los pagos realizados en el 2012 por \$8.419.331, dentro del cual se incluyen los dividendos por pagar a accionistas que se encuentran en mora en el pago de las cuotas generadas por la compra de acciones, a quienes se les han suspendido los derechos económicos y políticos, de conformidad con el artículo 397 del Código de Comercio, los cuales les serán restituidos, una vez se encuentren al día en los pagos.

**(17) Impuestos, Contribuciones y Tasas por Pagar**

El siguiente es un detalle de los impuestos, contribuciones y tasas por pagar:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Impuesto de renta y complementarios	\$ 7.059.715	7.517.178
Impuesto global y sobretasa a la gasolina (1)	135.266	118.257
Impuesto a las ventas por pagar	34.204	21.670
Impuesto al patrimonio	579.329	594.391
Impuesto de industria y comercio y otros menores	51.434	57.684
<b>Total corto plazo</b>	<b>7.859.948</b>	<b>8.309.180</b>
<b>No corriente:</b>		
Impuesto al patrimonio	555.054	1.035.971
<b>Total no corriente</b>	<b>555.054</b>	<b>1.035.971</b>
<b>Total impuestos</b>	<b>\$ 8.415.002</b>	<b>9.345.151</b>

- (1) Estos impuestos se generan por la venta y/o retiro de gasolina corriente, extra y ACPM y la aplicación de las tarifas establecidas por el Ministerio de Minas y Energía. Los fondos recaudados se giran a favor de la Dirección del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y/o los entes territoriales.

Impuesto sobre la renta

El impuesto de renta cargado al gasto comprende:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Corriente	\$ 7.081.647	7.552.686
De periodos anteriores	14.227	8.948
Renta diferido Débito	35.199	(49.865)
Diferido Crédito	2.322	443.952
<b>Total</b>	<b>\$ 7.133.395</b>	<b>7.955.721</b>

El impuesto diferido activo se calcula sobre el valor de las provisiones contables no aceptadas fiscalmente, las cuales son deducibles en el momento de su utilización y por el valor de los ajustes por inflación de activos originados entre los años 2004 a 2006. El impuesto diferido crédito resulta de: a) El valor de las diferencias en la política de amortización de inversiones petrolíferas, las que contablemente se amortizan por unidades técnicas de producción, mientras que fiscalmente aplica el método de línea recta; b) Por la diferencia en la forma de valoración de inversiones de renta fija que, para efectos contables se valoran por el método de mercado, mientras que fiscalmente se valoran por el método lineal; y c) Por la diferencia en el valor amortizado del crédito mercantil acelerado para efectos fiscales a partir de 2011.

Las declaraciones del impuesto sobre la renta pueden ser revisadas por las autoridades de impuestos dentro de los dos años siguientes a su presentación. Para Ecopetrol S.A. a la fecha están abiertos los términos de las declaraciones por el año 2010.

En la actualidad, existen diferencias con la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN por la forma de liquidación y pago de la primera cuota del impuesto de renta del 2004, debido a que, en criterio de la DIAN, se debió incluir en su base el valor de la sobretasa de dichos años. El resultado de este proceso no afectará el flujo de caja de la Compañía por cuanto las sumas en discusión fueron compensadas directamente por la DIAN, de saldos a favor solicitados previamente por otros conceptos.

El saldo del impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo es el siguiente:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Impuesto diferido activo (Nota 12):</b>		
Saldo inicial	\$ 1.593.015	1.497.076
Adquisición de compañía	-	47.291
Movimiento del año	(35.199)	49.864
Conversión moneda de reporte	(593)	(1.216)
<b>Saldo final</b>	<b>1.557.223</b>	<b>1.593.015</b>
<b>Impuesto diferido pasivo (Nota 20):</b>		
Saldo inicial	1.788.224	1.333.356
Adquisición de compañía	-	10.917
Movimiento del año	2.322	443.951
<b>Saldo final</b>	<b>\$ 1.790.546</b>	<b>1.788.224</b>

La conciliación de la renta líquida fiscal, base del impuesto de renta, se presenta a continuación para efectos ilustrativos únicamente puesto que en Colombia no existe en la normatividad fiscal la obligación o la opción de presentar declaración de impuesto sobre la renta en forma consolidada:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Utilidad contable antes de impuestos	\$ 22.331.700	23.641.432
Ingreso por corrección monetaria	(8.719)	-
Efecto de los ajustes por inflación fiscales	(493.736)	-
Costos y gastos no deducibles	1.125.488	336.463
Deducciones especiales y gastos fiscales deducibles	(1.533.587)	2.219
Ingresos fiscales no contabilizados	253.032	1.013
Ingresos no constitutivos de renta ni ganancia ocasional	(252.925)	(463)
Ingresos no gravados	(1.705.086)	(380.201)
Provisiones no deducibles	1.101.434	42.397
Rendimiento portafolio de inversiones	(111.614)	-
Amortización de pérdidas fiscales	(34.578)	-
Exceso de renta presuntiva sobre ordinaria	(162.759)	9.156
Ajuste por eliminaciones en consolidación	(130.282)	164.305
<b>Renta líquida</b>	<b>20.378.368</b>	<b>23.816.321</b>
Renta neta exenta	201.348	-
<b>Renta líquida fiscal</b>	<b>20.177.020</b>	<b>23.816.321</b>
<b>Impuesto sobre la renta líquida</b>	<b>\$ 7.081.647</b>	<b>7.552.686</b>

#### Precios de Transferencia.

A partir del 2004, los contribuyentes del impuesto de renta que hubieren celebrado operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior y/o con residentes en países considerados paraísos fiscales, están obligados a determinar para efectos del impuesto de renta y complementarios sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, y sus activos y pasivos, considerando para estas operaciones los precios y márgenes de utilidad denominados de mercado. Con base en el concepto de los asesores externos de la Compañía, para el año gravable 2012 no se prevén cambios significativos relacionados con el cumplimiento del principio de plena competencia consagrado en el artículo 260-1 del Estatuto Tributario, ni se prevén ajustes en la determinación del gasto por impuesto de renta para dicho año.

#### Impuesto al Patrimonio

Conforme con lo establecido por la Ley 1370 de 2009, el 1 de enero de 2011, por una sola vez debió causarse el valor del impuesto al patrimonio pagadero en ocho cuotas iguales, durante los años 2011, 2012, 2013 y 2014, dentro de los plazos que establezca el Gobierno Nacional.

Con base en lo anterior y, en atención a los decretos de manejo contable, Ecopetrol reconoció el valor del impuesto al patrimonio por pagar y el correspondiente cargo a resultados por el valor proporcional correspondiente a 2011 y 2012. El saldo pendiente por pagar fue registrado como un cargo diferido amortizable durante los años siguientes.

#### Reforma Tributaria

El congreso de la República promulgó la Ley 1607 del 26 de diciembre de 2012 que introduce importantes reformas al sistema tributario colombiano, principalmente:

- El congreso de la República promulgó la Ley 1607 del 26 de diciembre de 2012 que introduce importantes reformas al sistema tributario colombiano, principalmente:

- La tarifa del Impuesto de renta se reduce del 33% al 25% a partir de 2013 y se crea el impuesto de renta para la equidad (CREE), con tarifa del 9% entre 2013 y 2015 y del 8% a partir de 2016; la depuración que se realiza a la base para determinar este impuesto, contiene algunas diferencias con respecto a la que se efectúa para propósitos del impuesto de renta ordinaria.
- Los contribuyentes del impuesto para la equidad no están obligados a pagar los aportes al SENA e ICBF para los empleados que ganen menos de 10 salarios mínimos mensuales; esta exoneración será extensiva para los aportes al régimen contributivo de salud a partir del primero de enero de 2014.
- Se define el concepto de establecimiento permanente, que se entiende como un lugar fijo mediante el cual una empresa extranjera desarrolla negocios en el país.
- Se modifica la forma de calcular las utilidades gravadas y no gravadas para las sociedades que distribuyen utilidades a sus socios o accionistas.

Se introducen nuevas reglas sobre el régimen de precios de transferencia. Entre otras, se amplía su ámbito de aplicación a las operaciones con vinculados económicos ubicados en zonas francas y se regulan algunas operaciones de los contribuyentes con entidades extranjeras vinculadas a un establecimiento permanente en Colombia i en el exterior

**(18) Obligaciones Laborales y Pensionales**

El siguiente es un detalle de las obligaciones laborales y pensionales:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Corto plazo</b>		
Vacaciones	\$ 81.062	71.838
Primas, bonificaciones y auxilios	100.635	75.691
Cesantías	46.398	42.241
Salarios y pensiones por pagar	3.559	21.453
Intereses sobre cesantías	5.180	4.438
Otros	20.095	17.661
<b>Total corto plazo</b>	<b>256.929</b>	<b>233.322</b>
<b>Largo plazo</b>		
Pasivo actuarial de salud y educación (1)	3.992.829	3.109.480
Pensiones de jubilación operaciones conjuntas	71.052	70.789
Otros	6.863	9.960
<b>Total largo plazo</b>	<b>4.070.744</b>	<b>3.190.229</b>
<b>Total</b>	<b>\$ 4.327.673</b>	<b>3.423.551</b>

- (1) Los cálculos actuariales de salud y educación de Ecopetrol S.A. fueron preparados aplicando las Tablas de Mortalidad actualizadas en 2010 y utilizando una tasa de interés técnico del 4.8%. Para estimar el valor de las prestaciones futuras de estos conceptos se utilizó un incremento del 4.755% correspondiente a la inflación correspondiente a la tasa promedio de inflación registrada por el DANE durante los últimos tres años al año del cálculo, más un porcentaje adicional de 1.5%, teniendo en consideración el crecimiento real de la empresa. Como resultado del cambio en el principio contable de amortización que se presentó en 2010, al 31 de diciembre de 2012 se tiene una porción por amortizar correspondiente al 11%, equivalente a \$454.973.

El pasivo actuarial amortizado de salud se indica a continuación:

<b>Concepto</b>	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Cálculo actuarial de la obligación de salud	\$ 4.062.323	3.310.894
Menos - Cálculo actuarial pendiente de amortizar	(454.973)	(555.894)
<b>Pasivo actuarial amortizado</b>	<b>\$ 3.607.350</b>	<b>2.755.000</b>

Las variaciones en el pasivo actuarial amortizado se describen a continuación:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>	<u>Variación</u>
<b>Salud</b>			
Activos	\$ 401.883	229.309	172.574
Jubilados	3.205.467	2.525.691	679.776
<b>Educación</b>			
Activos	37.736	27.996	9.740
Jubilados	347.743	326.484	21.259
<b>Totales</b>	<u>\$ 3.992.829</u>	<u>3.109.480</u>	<u>883.349</u>

**(19) Pasivos Estimados y Provisiones**

El siguiente es un detalle de los pasivos estimados y provisiones:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
<b>Corto plazo</b>		
Provisión procesos judiciales (1) (ver Nota 31)	\$ 783.692	688.191
Provisión obligaciones pensionales	500	500
Provisión costos abandono, desmonte facilidades y recuperación ambiental (2)	20.667	120.128
Otras provisiones (3)	974.510	589.181
Provisiones para contingencias (4)	92.966	297.193
<b>Total corto plazo</b>	<u>1.872.335</u>	<u>1.695.193</u>
<b>Largo plazo</b>		
Provisión costos abandono, desmonte facilidades y recuperación ambiental (2)	3.885.726	3.634.229
Provisiones comuneros (5)	424.500	418.318
Provisión procesos judiciales (1)	9.202	11.079
Otras provisiones	56.576	21.203
<b>Total largo plazo</b>	<u>4.376.004</u>	<u>4.084.829</u>
<b>Total</b>	<u>\$ 6.248.339</u>	<u>5.780.022</u>

(1) El siguiente es el movimiento de la provisión para procesos judiciales a diciembre de 2012:

	<u>Número de procesos</u>	<u>Valor de las Provisiones</u>
<b>Saldo inicial enero de 2012</b>	<b>784</b>	<b>688.191</b>
Adiciones (nuevas provisiones)	313	412.177
Ajuste a provisiones existentes	(410)	(310.150)
Recuperación por traslado de procesos	(5)	(6.526)
<b>Saldo final diciembre de 2012</b>	<u>682</u>	<u>783.692</u>

El siguiente fue el movimiento de la provisión para procesos judiciales durante el 2011:

	<u>Número de procesos</u>	<u>Valor de las Provisiones</u>
<b>Saldo inicial enero de 2011</b>	822	663.932
Adiciones (nuevas provisiones)	271	42.859
Ajuste a provisiones existentes	-	60.067
Recuperación por traslado de procesos	71	227.542
Procesos terminados	(273)	(229.644)
Traslado de procesos	(107)	(76.565)
<b>Saldo final diciembre de 2011</b>	<u>784</u>	<u>688.191</u>

- (2) Los siguientes son los movimientos totales de la provisión para costos de abandono, desmonte de facilidades y recuperación ambiental:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
<b>Saldo inicial</b>	\$ 3.754.357	3.134.387
Adiciones – (Disminuciones)	342.257	13.591
Retiros y utilizaciones	(174.359)	605.914
Efecto por tasa de cambio	(15.862)	465
<b>Saldo final</b>	<b>\$ 3.906.393</b>	<b>3.754.357</b>

La mayor parte de estas provisiones de abandono han sido causadas por Ecopetrol S.A. por valor de \$3.804.199.

- (3) Principalmente incluye provisiones creadas, con el fin de anticipar los potenciales eventos de la naturaleza y otros que puedan causar afectación a las instalaciones de transporte e impactar las regiones en las que se tiene presencia. A partir de enero de 2012 se crean tres proyectos de gran escala: Proyecto Dosquebradas, Programa de Integridad y Programa de Contingencias. Refinería de Cartagena \$397.378 principalmente, por provisión de bienes y servicios, Equión \$116.313 de provisiones de contratos de asociación, Oleoducto bicentenario \$47.415, Ocesa \$48.399, Hocol \$43.384, Ecopetrol America Inc \$16.885, Propilco \$4.411.
- (4) Se encuentra representado principalmente por: (i) \$26,029 para posibles reclamaciones de pagos a PDVSA por concepto de la labor de limpieza y descontaminación del lago de Maracaibo en Venezuela y \$66,380 por situaciones con implicaciones ambientales y (ii) \$152 correspondientes a la comisión de éxito para el apoderado en el proceso en contra de Ecopetrol S.A. instaurado por Industrias Crizasa.

- (5) Comprende la medida cautelar ordenada por el Consejo de Estado en auto de 24 de junio de 1994 en la acción de nulidad del Ministerio de Minas y Energía contra los Comuneros de Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo de Cusiana, correspondiente al embargo y secuestro de los pagos que por concepto de regalías debía efectuar Ecopetrol originados en los Contratos de Regalías Nos. 15, 15A, 16 y 16A, declarados nulos de oficio por el Consejo de Estado en sentencia de 13 de septiembre de 1999, en la que se ordena cancelar la medida cautelar citada y la entrega de las sumas embargadas y secuestradas a la Nación – Ministerio de Minas. Ecopetrol tiene la condición de secuestre. De dicho monto, \$90.752 corresponde al valor inicialmente reconocido por Ecopetrol, junto con la valorización del fondo donde se encuentran los recursos y \$333.748 a los intereses generados. En fallo del 12 de diciembre de 2012, notificado en dicto del 21 de enero de 2013, El Consejo de Estado declaró no prósperos los recursos extraordinarios de súplica interpuestos por los comuneros.

**(20) Otros Pasivos a Largo Plazo**

El siguiente es un detalle de otros pasivos a largo plazo:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Impuesto de renta diferido crédito	\$ 1.790.546	1.788.224
Anticipos recibidos de Ecogas para atender BOMT's	369.517	676.628
Crédito por corrección monetaria diferida	493	138.064
Otros pasivos	111.288	181.397
<b>Total</b>	<b>\$ 2.271.844</b>	<b>2.784.313</b>

**(21) Interés minoritario**

El interés minoritario se presenta a continuación:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Bioenergy	\$ 12.474	11.219
ODL Finance S.A.	304.584	237.214
Ocensa	866.774	508.389
Oleoducto de Colombia	84.632	90.473
Oleoducto Bicentenario	313.026	318.147
Equion	1.020.677	1.087.189
<b>Total</b>	<b>\$ 2.602.167</b>	<b>2.252.631</b>

**(22) Patrimonio**

Capital suscrito y pagado

El capital autorizado de Ecopetrol es de \$15.000.000 dividido entre 60.000.000.000 de acciones nominativas ordinarias, valor nominal \$250 pesos cada una, de las cuales se han suscrito 41.116.698.456 acciones, representadas en 11.51% en interés no controlante y 88.49%, en accionistas de entidades estatales. El valor de las acciones en reserva asciende a \$4.720.825 conformada por 18.883.301.544 acciones.

Prima en colocación de acciones

Al 31 de diciembre de 2012 corresponde, principalmente, a: (i) Al exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones en el momento de efectuarse la capitalización en el año 2007 por \$4.700.883, (ii) \$31.225, al valor generado en el proceso de colocación de acciones en el mercado secundario, originado por la ejecución de garantías a los deudores morosos, de conformidad con lo establecido en el artículo 397 del Código de Comercio, (iii) Al exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones adjudicadas en la segunda ronda, efectuada en septiembre de 2011 por \$2.222.441.

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Prima en colocación de acciones	\$ 6.954.549	6.944.159
Prima en colocación de acciones por cobrar	(302)	(156.015)
<b>Total</b>	<b>\$ 6.954.247</b>	<b>6.788.144</b>

Efecto de la Aplicación del Régimen de Contabilidad Pública

Corresponde al traslado de los saldos negativos originados en desvalorizaciones de propiedades, planta y equipo, según lo establecido por el Régimen de Contabilidad Pública, a partir de 2008.

También se revelan en este rubro las responsabilidades pendientes de fallo originadas en procesos de pérdidas de materiales, dando aplicación al procedimiento establecido en la citada norma.

Reservas Patrimoniales

La reserva legal se constituye con el 10% de la utilidad neta y puede ser usada para compensar pérdidas o distribuir en caso de liquidación de la Empresa.

El 22 de marzo de 2012, los resultados del período 2011 fueron puestos a disposición de la Asamblea General de Accionistas, con la cual se determinó aumentar la reserva legal en \$187.958 para un total de \$5.139.587.

Así mismo, se presentaron incrementos en las reservas para programas de inversión por \$2.581.994 y para cumplimiento del Decreto Reglamentario 2336 de 1995 (valoración a precios de mercado) por \$343.372.

Un detalle de las reservas, es el siguiente:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Legal	\$ 5.139.587	4.951.629
Ocasional para programas de inversión	6.713.082	4.131.088
Decreto Reglamentario 2336 de 1995	440.067	96.695
<b>Total</b>	<b>\$ 12.292.736</b>	<b>9.179.412</b>

#### Patrimonio Institucional Incorporado

Corresponde al producto de la comercialidad relacionada, principalmente, con los contratos de asociación Nare, Matambo, Garcero, Corocora, Estero, Caracara, por los pozos Sardinias 6, Remache Norte 3, Abejas 3, Jaguar T5 y T6, Orocué, pozo Guarilaque 7, Campo Rico por los pozos Candalay, Jordán 5, Remache Norte 2 y 5, Abejas 2 y Vigía e, incorporación de la bodega materiales de Cocorná.

#### (23) Cuentas de Orden

El siguiente es un detalle de las cuentas de orden:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
<b>Deudoras</b>		
Derechos de explotación - Decreto 727 de 2007 (1)	\$ 65.885.263	67.496.739
Otros derechos contingentes y cuentas deudoras (2)	31.953.744	21.023.083
Costos y gastos (deducibles y no deducibles)	22.585.481	19.534.605
Patrimonios autónomos pensionales (3)	11.866.064	11.303.177
Títulos valores entregados en custodia y garantía	5.544.415	5.314.653
Ejecución de proyectos de inversión	129.455	751.827
Procesos judiciales	650.918	584.810
Diferencias fiscales	6.356.087	4.212.978
<b>Total</b>	<b>\$ 144.971.427</b>	<b>130.221.872</b>

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
<b>Acreedoras</b>		
Procesos judiciales	\$ 33.611.100	34.791.375
Bienes recibidos en custodia (4)	27.329.613	28.326.369
Garantías contractuales (5)	14.327.340	7.648.023
Patrimonios autónomos pensionales (7)	11.730.386	11.544.801
Pasivos no fiscales	10.170.665	9.890.185
Otras obligaciones contingentes (6)	9.183.073	10.939.385
Obligaciones Potenciales – pasivos pensionales (7)	809.596	1.222.955
Ingresos no gravados	5.821.444	4.818.819

Contratos de mandato (8)	1.416.574	1.400.596
Fondos de administración - Decreto 1939 de 2001 y 2652 de 2002	973.565	973.151
Pagos futuros de BOMT's	108.769	228.941
<b>Total</b>	<b>115.482.125</b>	<b>111.784.600</b>
	<b>\$ 260.453.552</b>	<b>242.006.472</b>

- (1) Reservas valoradas al 31 de diciembre de 2012 con base en los volúmenes del estudio de reservas auditado y aplicando el precio promedio determinado por normatividad aprobada por la SEC.

El 7 de marzo de 2007 se emitió el Decreto 727 que reemplazó el Decreto 2625 de 2000 e incluye normas relacionadas con la valoración de reservas y la contabilización de las reservas de hidrocarburos de la Nación en los estados financieros de la Empresa. En adición, el decreto establece registrar el valor de los derechos de exploración o producción de hidrocarburos que posee. Dicho registro es mantenido en cuentas de orden, de conformidad con la opinión dada por la Contaduría General de la Nación; sin embargo, las cuentas de orden no hacen parte del balance general de la Empresa.

- (2) El saldo corresponde, principalmente, a: (i) saldo de las cuentas de orden fiscales por \$22.590.844 que reflejan las diferencias entre los valores, tanto de patrimonio como de cuentas de resultado, tomados en la declaración de renta de 2011, y los saldos contables. Las diferencias se originan en conceptos, tales como valorizaciones, provisiones que no son aceptadas fiscalmente, la diferencia en el método de amortización de inversiones petrolíferas que contablemente se realiza por unidades de producción y fiscalmente por línea recta, y el efecto del ajuste por inflación generado, entre otros, (ii) Títulos valores en custodia por \$2.253.560, (iii) Otros derechos contingentes, principalmente, por el reconocimiento del derecho por precios altos sobre el contrato de Quifa de \$262.166.

- (3) Refleja el derecho contingente (cuenta deudora) por los recursos entregados al Patrimonio Autónomo Pensional, para el pago del pasivo pensional conmutado, con el fin de controlar la existencia de los recursos líquidos en el patrimonio autónomo. El valor conmutado (transferido) al 31 de diciembre de 2012 que es de \$11.866.064 (en la fecha de conmutación, 31 de diciembre de 2008, \$10.092.528), corresponde al pasivo pensional por mesadas pensionales, cuotas partes y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación queda dentro del pasivo pensional a cargo de Ecopetrol. Los recursos conmutados, así como sus rendimientos, no se pueden cambiar de destinación ni restituirse a la Compañía hasta tanto se cumpla con la totalidad de las obligaciones pensionales.

Un detalle de los patrimonios autónomos pensionales fondos es el siguiente:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Consorcio Ecopensiones 2011	\$ 2.855.165	2.716.510
Porvenir S.A	2.609.500	2.493.719
Consorcio Pensiones Ecopetrol 2011	2.151.960	2.052.000
Unión temporal Skandia-HSBC	2.142.634	2.032.891
Consorcio. Bogotá-Colpatria-Occidente	2.106.805	2.008.057
<b>Total</b>	<b>\$ 11.866.064</b>	<b>11.303.177</b>

- (4) Conformado, principalmente, por el valor de las regalías correspondiente al balance de reservas de Ecopetrol por \$27.222.901, calculado según normatividad aprobada por la SEC. Adicionalmente, este rubro incluye los inventarios de productos vendidos y de materiales pendientes de entrega a los clientes por \$37.203, y bienes recibidos en custodia de concesión: Coveñas, \$41.660; Pozos Colorados, \$21.058; y Tumaco, \$6.083.

- (5) Principalmente, por los contratos pendientes de ejecución celebrados en pesos, dólares y euros, actualizados a la tasa representativa del mercado al 31 de diciembre de 2012 por \$14.327.340; cartas de crédito stand by, las cuales garantizan contratos firmados por Ecopetrol por \$327.705 y cartas documentarias por \$170.
- (6) Incluye, principalmente, la prenda cerrada por \$3.190.038 de las acciones que posee Ecopetrol S.A. directa o indirectamente en Hocol Petroleum Limited, Offshore International Group y Polipropileno del Caribe S.A., con un cubrimiento del 120% del monto del crédito otorgado por la banca nacional (ver nota 15 (1)).

Equion tiene registradas dos cartas de crédito Stand-by, de tipo acreedoras que suman en total USD 4.583.280 y buscan garantizar frente a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) el cumplimiento y ejecución de los contratos No. 32 y 33 del Sector Ronda Caribe, para los Bloques RC-4 y RC-5.

Entidad que expide: Helm Bank S.A.

Carta N.	Beneficiario	Objeto	Fecha Inicio	Fecha Fin	Valor en USD	Valor COP
T000126	Agencia Nacional de Hidrocarburos	Garantizar el cumplimiento y ejecución del contrato No. 33 del Sector Ronda Caribe Bloque RC-5	28-Nov-10	28-Feb-14	(2,352,480)	(4,159,725,710)
T000127	Agencia Nacional de Hidrocarburos	Garantizar el cumplimiento y ejecución del contrato No. 32 del Sector Ronda Caribe Bloque RC-4	28-Nov-10	28-Feb-14	(2,230,800)	(3,944,567,484)

El riesgo de que se hagan efectivas estas garantías sigue siendo bajo.

- (7) Conformado por el valor del cálculo actuarial de mesadas, cuotas partes y bonos pensionales al 31 de diciembre de 2012, más el porcentaje de amortización de la reserva de 2010 que se originó por el cambio en el principio contable de amortización. Al cierre de 2012 se tenía una reserva por amortizar del 7%, equivalente a \$809.596.

El saldo del pasivo actuarial amortizado se compone como se indica a continuación:

Concepto	Diciembre 2012	Diciembre 2011
Cálculo actuarial de la obligación de mesadas y bonos pensionales	\$ 12.539.982	12.767.756
Menos - Cálculo actuarial pendiente de amortizar	(809.596)	(1.222.955)
Pasivo actuarial amortizado	<b>\$ 11.730.386</b>	<b>11.544.801</b>

El saldo de los patrimonios autónomos pensionales, así como el valor de la reserva actuarial y el valor amortizado del pasivo pensional por mesadas, se incluye en cuentas de orden.

El cálculo actuarial fue preparado utilizando una tasa de interés técnico del 4%. El crecimiento de los salarios, pensiones en dinero y pensiones en especie fue calculado utilizando la tasa promedio de inflación, calculada por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística DANE, durante los últimos tres años anteriores al año del cálculo.

A 31 de diciembre de 2012, el número de personas cobijadas en el cálculo actuarial de pensiones era de 13.210.

- (8) Incluye el valor de los activos recibidos en custodia de la Refinería de Cartagena S.A. para el cumplimiento de las obligaciones contraídas, en virtud del contrato de mandato suscrito entre la Empresa y dicha sociedad para la operación de la refinería, así: inventarios de productos \$429.108 (2011 - \$362.251), inventario de materiales \$30.269 (2011 - 34.253) y propiedades, planta y equipo por \$957.197 (2011 - \$1.004.092).

**(24) Ingresos**

El siguiente es un detalle de los ingresos:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Ventas nacionales</b>		
Destilados medios	\$ 11.132.983	9.742.346
Gasolinas	5.697.178	5.206.873
Servicios	2.077.858	1.762.060
Gas Natural	1.108.164	1.212.310
Otros productos	2.100.780	2.019.225
G.L.P. y propano	492.440	727.111
Asfaltos	369.768	402.923
Crudos (1)	572.969	230.459
	<b>23.552.140</b>	<b>21.303.307</b>
Reconocimiento diferencial precios (2)	809.773	2.251.322
	<b>24.361.913</b>	<b>23.554.629</b>
<b>Ventas al exterior</b>		
Crudos (1)	35.884.535	33.418.191
Combustóleo	4.283.814	4.447.657
Gas Natural	563.412	508.066
Gasolinas y turbocombustible	1.182.367	1.663.222
Propileno	-	-
Otros productos	1.352.802	893.124
Diesel	1.223.159	1.482.625
	<b>44.490.089</b>	<b>42.412.885</b>
	<b>\$ 68.852.002</b>	<b>65.967.514</b>

- (1) Corresponde a las ventas de Crudo de Ecopetrol \$30.758.736, Hocol \$3.738.837, Equion \$1.862.183 y Ecopetrol America Inc \$97.748.
- (2) Corresponde a la aplicación del Decreto 4839 de diciembre de 2008 que definió el procedimiento para el diferencial de precios (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, que puede ser positivo o negativo).

**(25) Costo de Ventas**

El siguiente es un detalle del costo de ventas:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Costos Variables:</b>		
Compras de hidrocarburos - ANH (1)	\$ 8.452.336	8.048.981
Productos importados (2)	9.447.041	8.840.450
Compras de crudo asociación y concesión	7.207.707	6.701.500
Amortización y agotamiento	3.000.758	2.642.132
Servicios transporte de hidrocarburos	1.152.081	938.036
Compras de otros productos y gas	618.715	673.545
Energía Eléctrica	306.942	257.110
Materiales de proceso	276.550	219.548
Ajustes volumétricos y otras asignaciones	(109.850)	(360.165)
Depreciación por unidades de producción	105.805	125.482
	<b>30.458.085</b>	<b>28.086.619</b>
<b>Costos Fijos:</b>		
Servicios contratados asociación	2.037.205	1.791.681
Mantenimiento	1.923.736	1.593.327
Costos laborales	1.095.479	1.219.219
Depreciación	1.886.620	1.809.546
Servicios contratados	1.088.597	669.072
Costos de proyectos no capitalizados	561.416	450.103
Materiales y suministros de operación	372.165	278.740
Impuestos y contribuciones	401.576	387.788
Amortización de diferidos, intangibles y seguros	171.902	73.070
Costos generales	411.641	276.679
Amortización cálculo actuarial de salud y educación	127.086	68.740
	<b>10.077.423</b>	<b>8.617.965</b>
	<b>\$ 40.535.508</b>	<b>36.704.584</b>

(1) Corresponde a las compras de crudo y gas que realiza Ecopetrol a la Agencia Nacional de Hidrocarburos derivadas de la producción nacional, tanto de la Empresa en operación directa como de terceros.

(2) Corresponde principalmente a Ecopetrol \$6.863.138 por importación de diesel de muy bajo azufre, gasolinas para mejorar la calidad de los productos locales y diluyente para facilitar el transporte de crudo pesado. Así mismo, incluye compras de la Refinería de Cartagena \$1.903.443 (Acem importado, Gasolina Ron 95, Gasolina Ron 92 y ACPM), Propilco \$647.593 y Comai \$32.867 (propileno, dióxido de titanio y polietileno).

**(26) Gastos Operacionales**

El siguiente es un detalle de los gastos operacionales:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
<b>Administración</b>		
Amortizaciones (1)	\$ 313.344	283.304
Gastos laborales	321.643	269.828
Gastos generales	172.735	203.431
Depreciaciones	35.233	24.979
Alquileres y arrendamientos	12.441	10.878
Amortización cálculo actuarial salud y educación	8.896	4.715

Mantenimiento	5.756	5.294
Impuestos	4.932	216.488
	<b>874.980</b>	<b>1.018.917</b>
<b>Operación y proyectos</b>		
Gastos de proyectos (2)	237.280	293.478
Gastos de exploración (3)	1.419.530	959.938
Gastos generales (4)	678.022	570.321
Gastos laborales	277.430	190.166
Impuestos	232.622	192.064
Transporte por gasoductos	136.573	122.780
Mantenimientos	19.018	5.488
Incumplimiento suministro de gas	764	2.511
Provisiones operacionales (5)	233.979	33.229
Amortizaciones	6	1.058
	<b>3.235.224</b>	<b>2.371.033</b>
	<b>\$ 4.110.204</b>	<b>3.389.950</b>

- (1) En el periodo 2012, en Ecopetrol se amortizaron \$274.558, (correspondiente principalmente al crédito mercantil de las compañías: Propilco, Ocesa, Hocol, Offshore y Equión por \$274.558), Refinería de Cartagena \$9.156 correspondiente a pólizas de minas y petróleos y estabilidad jurídica y Equion por \$9.197 en pólizas de software.
- (2) La disminución frente al año anterior se debe principalmente a la reclasificación al costo en Ecopetrol de las horas hombre de la gerencia técnica 2012 \$182.655, compensado con incremento en proyectos entre los que se destacan desarrollo de potencial petroquímico, modernización de Barranca y plan de manejo ambiental.
- (3) A Ecopetrol corresponde \$591.412 principalmente a estudios de sísmica por \$297.966 y exploraciones no exitosas por \$188.875, dentro de las cuales las más importantes son: estimaciones \$36.800 (estimación pozo seco Tarabita-1 \$12.505, Tingua-1 \$6.665, Trasgo-2 \$5.365, Embrujo-1 \$3.310, CSE8 \$2.727), recuperaciones ambientales y partidas no capitalizables \$83.885. . Así mismo, incluye proyectos exploratorios por las empresas del grupo así: Ecopetrol Oleo & Gas Do Brasil \$242.557, estudios de sísmica \$63.428, pozos secos \$179.129 ( pozos Itauna, Canario y Sabia), Hocol \$239.338 en estudios de sísmica \$127.133, pozos secos \$92.826 (Pozos Granate y Santa fe 1) y otros gastos exploratorios por \$19.379, Ecopetrol America Inc \$217.214, estudios de sísmica \$73.906, pozos secos \$143.308 (Pozos Candy bars 1y2) y Equión \$121.493, estudios de sísmica \$6.302, pozos secos 115.190 (pozo Mapale) y Ecopetrol Perú \$8.739 en otros gastos exploratorios.
- (4) Corresponde principalmente en Ecopetrol \$590.876 a los convenios con la Policía Nacional \$225.019, gasto de fletes por ventas al exterior y operación aduanera \$111.532, Otros convenios \$101.751, Seguros \$28.298. Así mismo incluye Propilco por \$69.199 (transporte de mercancías, comisiones y gastos legales), Refinería de Cartagena por \$20.622 (fletes, regulación de GLP y acuerdo de operación y comercialización con Ecopetrol) y Comai por \$2.979 (Servicios transporte fletes y acarreos) y Hocol \$1.143 (de honorarios por concepto de comercialización de crudo, pagados a Ecopetrol)..
- (5) El detalle de las provisiones operacionales es el siguiente:

	Diciembre 2012	Diciembre 2011
<b>Recuperación de provisiones</b>		
Propiedad, planta y equipo	\$ 171.102	46.019
Inventario de productos y materiales	11.966	3.263
Recuperación cartera	225	365
	<b>183.293</b>	<b>49.647</b>

<b>Provisiones</b>		
Propiedad, planta y equipo	315.627	41.948
Recuperación cartera	87.186	32.423
Inventario de productos y materiales	14.459	8.505
	<u>417.272</u>	<u>82.876</u>
Neto	\$ <u>(233.979)</u>	<u>(33.229)</u>

**(27) Gastos Financieros, neto**

El siguiente es un detalle de los gastos financieros, neto:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
<b>Ingresos</b>		
Ganancia en cambio (1)	\$ 4.087.029	7.783.658
Utilidad método de participación	125.474	141.647
Dividendos en dineros	32.541	10.135
Rendimientos e intereses	383.795	193.087
Operaciones de cobertura (2)	20.906	88.317
Otros	5.647	5.144
Utilidad por valoración portafolio de inversiones	178.076	100.373
	<u>4.833.468</u>	<u>8.322.361</u>
<b>Gastos</b>		
Pérdida en cambio (1)	4.396.159	7.819.025
Operaciones de cobertura (2)	4.253	890.008
Intereses	581.597	415.222
Otros menores	19.092	57.621
Pérdida por método de participación	197	372
Administración y emisión de títulos	59	44.415
	<u>5.001.357</u>	<u>9.226.663</u>
Neto	\$ <u>(167.889)</u>	<u>(904.302)</u>

(1) La pérdida acumulada por diferencia en cambio a diciembre de 2012 fue de \$309.130 principalmente por efecto de la revaluación del peso. La variación acumulada de la tasa a diciembre de 2012 fue de -8,98%. A diciembre de 2011 se presentó una utilidad de \$35.367 producto de la devaluación acumulada de 1,50%, lo que representa, con respecto a diciembre de 2012, una mayor pérdida de \$344.497

(2) Los resultados netos de las operaciones de cobertura al 31 de diciembre de 2012 corresponden a derivados por tasa de cambio en Ecopetrol por \$ 681 y Hocol \$15.972.

**(28) Gastos de Jubilados**

El siguiente es un detalle de los gastos de jubilados:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
Amortización cálculo actuarial y pensiones (1)	\$ 688.693	443.890
Servicios de salud	204.269	205.928
Servicios de educación	55.493	56.480
	<u>\$ 948.455</u>	<u>706.298</u>

(1) En Ecopetrol a diciembre de 2012 se actualizó el estudio de cálculo actuarial. Los cálculos actuariales de salud y educación fueron preparados aplicando las tablas de mortalidad actualizadas en 2010 y utilizando una tasa de interés técnico del 4,8%. Para estimar el valor de las prestaciones futuras de estos conceptos se

utilizó un incremento del 4.755% correspondiente a la tasa promedio de inflación registrada por el DANE durante los últimos 3 años anteriores al año del cálculo, más un porcentaje adicional de 1,5%, teniendo en consideración el crecimiento real de la empresa.

**(29) Ganancia por Inflación**

Corresponde a la amortización neta de la corrección monetaria diferida por valor de \$97.663 y \$21.836 por los años 2012 y 2011, respectivamente.

**(30) Otros Gastos, neto**

El siguiente es un detalle de los otros gastos, neto:

	<u>Diciembre 2012</u>	<u>Diciembre 2011</u>
<b>Otros Ingresos</b>		
Recuperación de provisiones (1)	\$ 531.465	616.462
Otros ingresos menores	132.714	64.995
Ingresos diferidos Bomts	125.542	129.148
Ingresos años anteriores (2)	80.563	107.017
Recuperación de gastos	61.443	127.580
Recuperación gastos exploratorios	23.722	25.543
Indemnizaciones recibidas	19.512	10.045
Ingresos por servicios	18.551	6.720
Utilidad venta materiales y propiedad, planta y equipo	5.052	9.443
Recuperación servicios a asociados	4.743	219.952
Ingresos por derechos cedidos	725	30.396
Ingresos campos descubiertos no desarrollados	-	855
	<u><b>1.004.032</b></u>	<u><b>1.348.156</b></u>
<b>Otros gastos</b>		
Impuestos	724.785	641.947
Provisiones (3)	616.115	724.370
Otros gastos menores	274.897	217.940
Disponibilidad gasoductos contratos Bomts	108.134	141.174
Pérdidas de combustibles	83.039	78.816
Cuota de fiscalización	55.786	49.884
Contribuciones y donaciones	39.293	27.940
Pérdida en baja de activos fijos	1.495	51.143
Pérdida en baja de crédito mercantil	-	300
Gastos de años anteriores neto (4)	(43.604)	57.426
	<u><b>1.859.940</b></u>	<u><b>1.990.940</b></u>
	<u><b>\$ (855.908)</b></u>	<u><b>(642.784)</b></u>

(1) El detalle de la recuperación de provisiones no operacionales es el siguiente:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Procesos judiciales	\$ 259.450	229.345
Inversiones	7	-
Impuestos renta y transporte	1.209	-
Otras recuperaciones	270.799	387.117
	<b>\$ 531.465</b>	<b>616.462</b>

(2) El detalle de los ingresos de años anteriores es el siguiente:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Otros	\$ 77.596	75.273
Resultados en sociedades	-	18.713
Activos fijos	2.785	-
Recuperación de gastos	182	13.031
	<b>\$ 80.563</b>	<b>107.017</b>

(3) El detalle del gasto por provisiones no operacionales es el siguiente:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Procesos judiciales	593.028	330.468
Obligaciones potenciales	-	29.883
Comutación pensional	-	241.624
Otras provisiones	23.087	122.395
	<b>616.115</b>	<b>724.370</b>

(4) El detalle de los gastos de años anteriores, neto, es el siguiente:

	<b>Diciembre 2012</b>	<b>Diciembre 2011</b>
Pérdidas en compañías vinculadas	-	16.460
Gastos generales	(16.104)	-
Gastos proyectos no capitalizados	(36.135)	-
Intereses	-	1.327
Depreciación activos fijos	-	(52.761)
Pozos secos	2.192	69.070
Ajuste regalías	6.443	23.330
	<b>(43.604)</b>	<b>57.426</b>

**(31) Contingencias**

**Ecopetrol S.A.**

A continuación se resumen los procesos judiciales más significativos con pretensión superior a \$10.000 millones de pesos sobre los cuales se han reconocido provisiones, de acuerdo con las evaluaciones de los apoderados internos y externos de la Empresa, a diciembre:

<u>Proceso</u>	<u>Acción</u>	<u>Cuantía de provisión diciembre 2012</u>	<u>Cuantía de provisión diciembre 2011</u>
Contrato de asociación Garceró	Acción Popular contra Ecopetrol S.A., la Nación, Ministerio de Minas y otros, por extensión del Contrato de Asociación Garceró.	155.184	204.189
Municipios de Aguazul y Tauramena	Acción popular. Aportes al fondo de solidaridad y redistribución de ingresos como consecuencia de generación de energía, según Ley 142 de 1994.	220.044	139.688
Municipio de Arauca	Acción popular. Aportes al fondo de solidaridad y redistribución de ingresos como consecuencia de generación de energía, según Ley 142 de 1994.	283.010	121.051
Departamento del Tolima (*)	Acción popular para la reliquidación de regalías con el 20% estipulado por la Ley 141 de 1994.	-	82.287
Demanda. Incidencia salarial – estímulo al ahorro	Aplicar incidencia salarial a los dineros pagados bajo la figura de estímulo al ahorro y como consecuencia reliquidar las prestaciones sociales (legales y extralegales) y mesada pensional, desde la fecha en que Ecopetrol S.A. empezó a reconocerlo.	18.689	20.154

A 30 de septiembre de 2012, el saldo de la provisión para procesos judiciales asciende a \$770.922 (2011 - \$682.158).

(\*) El Consejo de Estado en providencia del 30 de mayo de 2012, notificada en el estado del 5 de junio, decretó la nulidad de todo lo actuado en la acción contractual del departamento del Tolima contra Ecopetrol, Petrobras y Nexen, a partir de la sentencia proferida por el Tribunal Administrativo del Tolima del 20 de febrero de 2007 y ordenó vincular al Ministerio de Minas y Energía.

### **Otras Compañías del Grupo**

A continuación se resumen los procesos judiciales más significativos de otras compañías del grupo al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

<b>Compañía Grupo</b>	<b>Proceso</b>	<b>Acción</b>	<b>Cuantía de provisión diciembre 2012</b>	<b>Cuantía de provisión diciembre 2011</b>
Refinería de Cartagena S.A.	Acción popular - Estampilla pro- Cultura	Primera instancia - A la espera del fallo.	166	591
	Acción popular - Contribución por autogeneración de energía	Primera instancia - Iniciando etapa probatoria.	154	1.181
Oleoducto de los Llanos ODL	Investigación Administrativa ante la Superintendencia de Sociedades	Recurso de reposición contra Resolución emitida por la Superintendencia de Sociedades mediante la cual se impuso a la Compañía una sanción por extemporaneidad en presentación del Formulario No 13 de inversión suplementaria al capital asignado.	3.587	3.587
Ocensa	Procesos ante la jurisdicción contencioso administrativa	39 procesos de naturaleza inmobiliaria ante la jurisdicción ordinaria, en los cuales Ocensa es litisconsorte por ser titular del derecho de servidumbre en los predios involucrados.	8.042	-
Hocol S.A	Recurso Extraordinario de Casación Contrato San Jacinto, La Hocha solo riesgo	En abril se admitió el recurso y se ordenó traslado al recurrente. Presentó demanda de casación Hidrocarbon Services. En septiembre la Compañía presentó la respectiva demanda de Casación. Está al despacho para fallo.	1.500	1.500
	Ordinario/Laboral	Se resolvió favorablemente por el Tribunal. El autor interpuso recurso de apelación por estimar que la cuantía tenida en cuenta para el señalamiento no era la de la condena. La Compañía consignó la liquidación de la condena principal al fondo de pensiones, en la cuantía que indicó el Tribunal, se halla el proceso al despacho para resolver lo relacionado con la liquidación.	1.040	1.040

<b>Compañía Grupo</b>	<b>Proceso</b>	<b>Acción</b>	<b>Cuantía de provisión diciembre 2012</b>	<b>Cuantía de provisión diciembre 2011</b>
	Ordinario/Laboral	Con el cual el Juzgado declara que el accidente de trabajo sufrido por el demandante Blanco Motta, ocurrió por culpa de su empleadora SAN ANTONIO INTERNACIONAL, condenándola a pagar indemnización plena de perjuicios a favor del actor y los otros demandantes - miembros de la familia	1.000	-
	Ordinario/Laboral	Sentencia con la cual declara que en la ocurrencia del accidente de trabajo del 21 de julio de 2008 donde perdió la vida el señor OSWALD ANDRADE SÁNCHEZ, hubo culpa patronal de PROFESIONALES TÉCNICOS S.A.S. y declaró solidariamente responsables en el pago de las condenas a los demás demandados HOCOL S.A., HÉCTOR RAMÓN CASTAÑEDA MAYOR Y HUGO ARENAS PARRADO	643	-

### (32) **Compromisos**

#### Contratos de Suministro de Gas

Adicional a los contratos ya existentes, la Empresa ha suscrito nuevos contratos de venta o suministro de gas con terceros, como Gases de Occidente S.A. E.S.P., Empresas Públicas de Medellín E.S.P., e ISAGEN SA. E.S.P. entre otros. La Empresa comercializó a diciembre de 2012, 498,48 GBTUD promedio por valor de \$1.539.631 (incluye exportaciones).

#### Contratos Ship or Pay

Ecopetrol S. A. y ODL Finance S. A. tienen firmados los siguientes contratos Ship or Pay:  
i) El primero soporta la deuda (Tarifa Financiera) a 5 años con el Grupo Aval, la cual es recaudada mediante encargo fiduciario, que realiza los pagos de amortización de la deuda. Este contrato fue reemplazado por uno nuevo, ejecutado en mayo de 2010, a un término de 7 años, para reflejar las nuevas condiciones pactadas con el Grupo Aval y ii) El segundo contrato respalda la titularización (Patrimonio Autónomo Títulos) con un término de 7 años. Los títulos están administrados a partir de su fecha de emisión por un patrimonio autónomo estructurado para tal fin, al cual se cedieron los derechos patrimoniales de facturación, recaudo y pago a los tenedores de los títulos.

Bajo el primer contrato Ship or Pay, ODL Finance S. A. se compromete a transportar 75.000 barriles de crudo diarios, durante el periodo de gracia de dos años de la facilidad y 90.000 barriles de crudo diarios durante los siguientes cinco años. Bajo el segundo contrato, ODL Finance S. A. se compromete a transportar 19.500 barriles de crudo durante la primera fase del proyecto de construcción (que inició operaciones en septiembre de 2009) y 39.000 barriles de crudo diarios a partir del inicio de la segunda fase que se llevó a cabo en el primer trimestre de 2010.

#### Contrato de Transporte de Crudo Ship or Pay Bicentenario

Para financiar la construcción de las Etapas 0 y 1 del Oleoducto Bicentenario, se

suscribieron contratos de transporte de crudo, en el cual se obliga con el respectivo accionista o su afiliada a transportar crudos de su propiedad: (i) desde la estación Araguaney hasta Coveñas (ii) bajo la modalidad 'transporta o paga' o 'Ship or Pay', y (iii) Hasta por la capacidad del Accionista determinada por su participación accionaria en Bicentenario que dependerá de la capacidad contratada de todos los accionistas de Bicentenario y/o sus afiliadas la cual no podrá ser inferior a 110.000 bpd.

A cambio del servicio de transporte, el accionista o su afiliada deben pagar una tarifa fija mensual, así sea que no transporte barril alguno, a partir de la fecha que ocurra primero entre: (i) La fecha de entrada de operación del Oleoducto, o (ii) 12 meses contados a partir de la fecha del primer desembolso del crédito sindicado, es decir, el 5 de julio de 2013. El derecho a recibir la tarifa bajo la modalidad Ship or Pay fue cedido a un patrimonio autónomo constituido con el fin de administrar y efectuar pagos.

Los contratos tienen una vigencia inicial desde la fecha de inicio del pago de tarifa o la fecha de inicio del servicio, lo que ocurra primero, y termina en la fecha que ocurra de último entre (a) 12 años a partir del inicio del plazo, y (b) el día en que se extingan la totalidad de las obligaciones objeto del contrato. Vencido el plazo anterior, el contrato tendrá una vigencia adicional de 20 años.

#### Garantía para el proyecto de expansión y modernización de la Refinería de Cartagena

El 30 de Diciembre de 2011, se llevó a cabo el cierre financiero para el otorgamiento de una garantía contingente a Refinería de Cartagena S.A.- Reficar S.A., por parte de Ecopetrol, la cual hace parte de la financiación otorgada por un grupo de Agencias de Crédito a la Exportación y por bancos comerciales, para el proyecto de expansión y modernización de la Refinería de Cartagena. La estructura del financiamiento es del tipo Project Finance, con un plazo máximo de repago de 14 años, contados a partir de los seis meses siguientes a la fecha de terminación del Proyecto.

Para efectos de la financiación del Proyecto, Ecopetrol otorgó a los prestamistas una garantía contingente de pago de eventuales montos que pudieran hacerle falta a Reficar S.A. para el servicio de la deuda.

#### Compromisos de Hocol con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

Hocol cuenta con 4 Garantías Bancarias y 22 Cartas de Crédito que buscan garantizar los diferentes compromisos que Hocol tiene con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), las cuales se relacionan a continuación:

No.	Banco	Garantía	Vencimiento	Asociado a	Cuándo se requiere?	Fecha de suscripción del contrato con la ANH	Moneda	Monto	Beneficiario	TIPO DE GARANTIA
1	Occidente	288-9846-2009	18/06/2013	CPO-17 Fase I	Incumplimiento de compromisos a ANH	18/12/2008	USD	9.253.000	ANH	GARANTIA BANCARIA EN MONEDA EXTRANJERA
2	Occidente	288-9861-2009	17/12/2015	Niscota Fase I Y II	Incumplimiento de compromisos a ANH	18/09/2006	USD	4.680.000	ANH	GARANTIA BANCARIA EN MONEDA EXTRANJERA
3	Occidente	288-9889-2009	16/02/2013	VSM-10 Fase I	Incumplimiento de compromisos a ANH	17/02/2009	USD	25.000.000	ANH	GARANTIA BANCARIA EN MONEDA EXTRANJERA
4	Bogota	917-211-000-342	12/09/2013	Saltarin Fase IV	Incumplimiento de compromisos a ANH	12/04/2007	USD	996.000	ANH	CARTA DE CREDITO STAND BY EN MONEDA EXTRANJERA
5	Bogota	917-211-000-345	12/01/2013	SSJN-9 Fase I	Incumplimiento de compromisos a ANH	18/12/2008	USD	3.075.235	ANH	CARTA DE CREDITO STAND BY EN MONEDA EXTRANJERA
6	Bogota	917-211-1000-361	30/07/2013	Saman Fase IV	Incumplimiento de compromisos a ANH	20/06/2006	USD	600.000	ANH	CARTA DE CREDITO STAND BY EN MONEDA EXTRANJERA
7	Bogota	917-211-1000-374	21/02/2013	Guarrojo - Abandono Campo Ocelote	Incumplimiento de compromisos a ANH	06/04/2006	USD	2.002.293	ANH	CARTA DE CREDITO STAND BY EN MONEDA EXTRANJERA
8	Bogota	917-211-1000-391	25/03/2013	Perdices Fase V	Incumplimiento de compromisos a ANH	18/02/2011	USD	600.000	ANH	CARTA DE CREDITO STAND BY EN MONEDA EXTRANJERA
9	Bogota	917-211-100-392	06/06/2013	Cocli Fase V	Incumplimiento de compromisos a ANH	12/03/2007	USD	348.000	ANH	CARTA DE CREDITO STAND BY EN MONEDA EXTRANJERA
10	Bogota	917-211-1000-407	23/11/2014	Lla-13 Fase I	Incumplimiento de compromisos a ANH	25/02/2011	USD	300.000	ANH	CARTA DE CREDITO STAND BY EN MONEDA EXTRANJERA
11	Bogota	917-211-1000-412	27/11/2014	VSM-9 Fase I	Incumplimiento de compromisos a ANH	25/02/2011	USD	300.000	ANH	CARTA DE CREDITO STAND BY EN MONEDA EXTRANJERA
12	Bogota	917-211-1000-413	27/11/2014	VIM-6 Fase I	Incumplimiento de compromisos a ANH	25/02/2011	USD	2.429.925	ANH	CARTA DE CREDITO STAND BY EN MONEDA EXTRANJERA
13	Bogota	917-211-1000-414	26/11/2014	CPO-16 Fase I	Incumplimiento de compromisos a ANH	25/02/2011	USD	916.650	ANH	CARTA DE CREDITO STAND BY EN MONEDA EXTRANJERA

No.	Banco	Garantía	Vencimiento	Asociado a	Cuándo se requiere?	Fecha de suscripción del contrato con la ANH	Moneda	Monto	Beneficiario	TIPO DE GARANTIA
14	Bogota	917-211-1000-475	25/11/2013	LLA-39 Fase I	Incumplimiento de compromisos a ANH	25/02/2011	USD	8.900.000	ANH	CARTA DE CREDITO STAND BY EN MONEDA EXTRANJERA
15	Citibank	543-560-0176	27/05/2013	LLA -13 Fase I - Exploratorio	Incumplimiento de compromisos a ANH	25/02/2011	USD	2.250.000	ANH	CARTA DE CREDITO
16	Citibank	543-660-0179	26/11/2014	CPO-16 fase I	Incumplimiento de compromisos a ANH	25/02/2011	USD	4.000.000	ANH	CARTA DE CREDITO
17	Citibank	543-760-0179	26/11/2014	VSM-9 fase I	Incumplimiento de compromisos a ANH	25/02/2011	USD	4.800.000	ANH	CARTA DE CREDITO
18	Citibank	543-560-0179	26/11/2014	VIM-6 fase I	Incumplimiento de compromisos a ANH	25/02/2011	USD	1.120.000	ANH	CARTA DE CREDITO
19	Citibank	543-960-0482	24/03/2014	Fase I Programa exploratorio contrato Guarrojo	Incumplimiento de compromisos a ANH	27/05/2008	USD	350.000	ANH	CARTA DE CREDITO
20	Citibank	543-260-0493	18/12/2013	Contrato E&P CPO17 fase 2 del periodo de exploración	Incumplimiento de compromisos a ANH	18/12/2008	USD	6.000.000	ANH	CARTA DE CREDITO
21	BBVA	401-0508-2010	08/04/2013	SSJN-1	Incumplimiento de compromisos a ANH	18/12/2008	USD	3.900.020	ANH	CARTA DE CREDITO
22	BBVA	401-0407-2012	30/07/2014	Contrato de exploración fase 1 Saman	Incumplimiento de compromisos a ANH	20/06/2006	USD	600.000	ANH	GARANTIA BANCARIA
23	BBVA	401-110-611	10/09/2014	Clarinero fase III	Incumplimiento de compromisos a ANH	27/05/2008	USD	576.000	ANH	CARTA DE CREDITO
24	Bancolombia	250-440-774	25/05/2015	LLA39 Fase I	Incumplimiento de compromisos a ANH	25/02/2011	USD	300.000	ANH	CARTA DE CREDITO
25	Scotiabank	40000000462	28/02/2013	Gas natural - La Hocha	Incumplimiento de obligaciones contractuales v		USD	12.410	ANH	CARTA DE CREDITO
26	Banco Bogota	910-721-120-000-584	25/09/2014	Perdices Fase I	Incumplimiento de compromisos a ANH		USD	600.000	ANH	CARTA DE CREDITO STAND BY EN MONEDA EXTRANJERA

### Cartas de garantía de Ecopetrol Perú

La Ley Orgánica de Hidrocarburos del Perú el artículo 21 señala que:

“En todo Contrato cada período de la fase de exploración deberá tener un programa de trabajo mínimo obligatorio. Cada uno de estos programas estará garantizado con una fianza cuyo monto será acordado con el Contratante, la que será solidaria, incondicional, irrevocable, de realización automática en el Perú, sin beneficio de excusión y emitida por una entidad del Sistema Financiero, debidamente calificada y domiciliada en el país.”

En virtud a esta Ley, Ecopetrol del Perú mantiene vigente una serie de cartas fianzas que garanticen el compromiso de la compañía de cumplir con los programas de trabajo mínimos obligatorios en las diversas sub-etapas de la exploración de los diversos lotes petroleros según el siguiente detalle:

FECHA	DESCRIPCION	FECHA VCTO	IMPORTE ORIGINAL DE CARTA FIANZA	% PARTICIP.	DOLARES
	<b>RESPONSABILIDAD CARTA FIANZA</b>				
13.04.2010	Renovación C. F. Nro. 0011-0586-9800143416-50 (*) Contrato licencia Lote 117	20.09.2013	1.400.000	25%	350.000
31.03.2012	Renovación C. F. Nro. 0011-0586-9800154116-52 (**) Licitación lote 180	31.01.2013	20.000	50%	10.000
31.03.2012	Renovación C. F. Nro. 0011-0586-9800154078-54 (**) Licitación lote 182	31.01.2013	20.000	50%	10.000
31.03.2012	Renovación C. F. Nro. 0011-0586-9811454086-57 (**) Licitación lote 184	31.01.2013	20.000	50%	10.000
28.09.2011	Renovación C. F. Nro. 0011-0586-9800190422-50 (***) Contrato licencia Lote 179	10.01.2013	69.000	100%	69.000
01.09.2011	Renovación Carta Fianza Nro. 10281659-000 Contrato licencia Lote 101	15.03.2013	1.521.850	30%	456.555

### Aportes a la Filial Cenit.

En sesión del 13 de agosto de 2012, la Junta Directiva de la Sociedad elaboró y aprobó por unanimidad el Reglamento de Emisión y Colocación mediante el cual se decidió ofrecer a Ecopetrol S.A. la suscripción de 45.582.982 acciones ordinarias de participación en el capital de Cenit por un valor total de COP\$2.279.149; de los cuales COP\$11.796 serán aportados en dinero y COP\$2.267.353 serán pagados por Ecopetrol, mediante el aporte de acciones de compañías de transporte que figuran en el siguiente cuadro:

	<b>OBC</b>	<b>Ocensa</b>	<b>ODC</b>	<b>ODL</b>	<b>Serviport</b>
Participación Directa de Ecopetrol S.A.	54,8%	35,3%	43,8%	65%	49%
Valor de la Operación (Col\$ millones)*	\$392.837	\$1.197.702	\$213.247	\$456.227	\$7.339

\*Cifras de estados financieros de Ecopetrol con corte al 31 de julio de 2012.

Este valor está compuesto de la siguiente manera: COP\$455.830 referente al valor nominal de las acciones y la suma de COP\$1.823.319 corresponde a la prima en colocación de acciones.

Así mismo, en enero de 2013, se prevé la transferencia de los activos de transporte de Ecopetrol.

### **(33) Reservas de Crudo y Gas**

El grupo Ecopetrol se acoge a los estándares internacionales para la estimación, categorización y reporte de reservas, enmarcados en las definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC).

El proceso es liderado por el Grupo de Control de Reservas de la Vicepresidencia Corporativa de Finanzas de Ecopetrol S.A., quien define e implementa lineamientos y controles en la organización que permitan garantizar la consistencia en la interpretación y la aplicación de la normatividad vigente para la estimación de reservas.

El reporte oficial de reservas fue aprobado por el Comité de Reservas de Ecopetrol en enero de 2013 y ratificado por el Comité de Auditoría en este mismo mes.

Las reservas fueron auditadas en un 99% por 3 compañías auditoras especializadas: Gaffney, Cline & Associates, DeGolyer and MacNaughton y Ryder Scott Company. De acuerdo con dichas certificaciones, el reporte de reservas se ajusta al contenido y los lineamientos establecidos en la Regla 4-10 de la regulación S-X de la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos de América.

La siguiente información corresponde a las reservas probadas netas de propiedad del grupo Ecopetrol en 2012 y 2011, la cual corresponde a los balances oficiales de reservas preparados por el grupo Ecopetrol.

	2012			2011		
	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Petróleo equivalente (Mbe)	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Petróleo equivalente (Mbe)
Reservas probadas al 1 de Enero	1.371,0	2.768,4	1.856,7	1.236,4	2.722,6	1.714,0
Revisiones	42,7	8,8	44,2	107,6	-260,8	61,8
Compras de minerales	0,0	0,0	0,0	18,3	93,3	34,6
Recobro Mejorado	65,3	0,0	65,3	14,8	3,6	15,4
Extensiones y descubrimientos	90,5	298,5	142,9	184,4	386,2	252,4
Producción	-199,2	-189,3	-232,4	-190,5	-176,5	-221,5
Reservas netas probadas a fin de período	<u>1.370,3</u>	<u>2.886,4</u>	<u>1.876,7</u>	<u>1.371,0</u>	<u>2.768,4</u>	<u>1.856,7</u>

Mbls = Millones de barriles

Mbe = Millones de barriles de petróleo equivalente

Gpc: Giga pies cúbicos

### (34) Hechos Subsecuentes

La gerencia evaluó los eventos subsecuentes hasta el 20 de febrero de 2013, como resultado no se identificaron eventos significativos que modifique el valor de los activos y pasivos al 31 de diciembre de 2012.

En concordancia con las Normas técnicas relativas a los hechos posteriores del Régimen de Contabilidad Pública, señalamos que la fecha de autorización de los Estados Financieros básicos con corte 31 de diciembre de 2012, por parte del representante legal, se realizó el 15 de febrero de 2013.

### (35) Presentación

Algunas cifras de los estados financieros de 2011 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del 2012.

**9.6.** Estados Financieros Consolidados de ECOPETROL S.A. para los años terminados el 31 de Diciembre de 2011 y 2010

**ECOPETROL S.A.**

Estados Financieros Consolidados

Al 31 de diciembre de 2011

(Con cifras comparativas a 31 de diciembre de 2010)

Con el informe del Revisor Fiscal

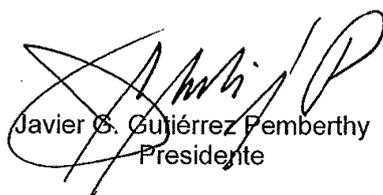
### Certificación del Representante Legal y Contador de la Compañía

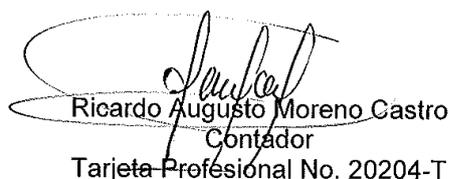
A los señores Accionistas de Ecopetrol S. A.

17 de febrero de 2012

Los suscritos Representante Legal y Contador de la Compañía certificamos que antes de ser puestos a su disposición y de terceros hemos verificado las siguientes afirmaciones contenidas en los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

1. Todos los activos y pasivos, incluidos en los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2011 y 2010, existen y todas las transacciones incluidas en dichos estados se han realizado durante los años terminados en esas fechas.
2. Todos los hechos económicos realizados por el Grupo, durante los años terminados en 31 de diciembre de 2011 y 2010, han sido reconocidos en los estados financieros consolidados.
3. Los activos representan probables derechos económicos futuros (derechos) y los pasivos representan probables obligaciones actuales y futuras, obtenidos o a cargo del Grupo al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
4. Todos los elementos han sido reconocidos por sus valores apropiados, de acuerdo con los principios de contabilidad pública generalmente aceptados promulgados por la Contaduría General de la Nación.
5. Todos los hechos económicos que afectan el Grupo han sido correctamente clasificados, descritos y revelados en los estados financieros consolidados.

  
Javier C. Gujíerrez Femberthy  
Presidente

  
Ricardo Augusto Moreno Castro  
Contador  
Tarjeta Profesional No. 20204-T

## **INFORME DEL REVISOR FISCAL**

Señores Accionistas  
Ecopetrol S.A.:

He auditado el balance general consolidado de Ecopetrol S.A. al 31 de diciembre de 2011 y los correspondientes estados consolidados de actividad financiera, económica, social y ambiental, cambios en el patrimonio de los accionistas, y de flujos de efectivo, el resumen de las políticas contables significativas y demás notas explicativas, por el año que terminó en esa fecha.

La administración es responsable por la adecuada preparación y presentación de estos estados financieros consolidados de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia promulgados por la Contaduría General de la Nación. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para la preparación y presentación de estados financieros libres de errores de importancia material, bien sea por fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas, así como establecer los estimados contables razonables en las circunstancias.

Mi responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados con base en mis auditorías. Obtuve las informaciones necesarias para cumplir mis funciones y efectué mis exámenes de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Tales normas requieren que cumpla con requisitos éticos, planifique y efectúe la auditoría para obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros están libres de errores de importancia material.

Una auditoría incluye realizar procedimientos para obtener evidencia sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del criterio del revisor fiscal, incluyendo la evaluación del riesgo de errores de importancia material en los estados financieros. En dicha evaluación del riesgo, el revisor fiscal tiene en cuenta el control interno relevante para la preparación y presentación de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye evaluar el uso de políticas contables apropiadas y la razonabilidad de los saldos y de los estimados contables realizados por la administración, así como evaluar la presentación de los estados financieros en general. Considero que la evidencia de auditoría que obtuve proporciona una base razonable para fundamentar la opinión que expreso a continuación.

En mi opinión, los estados financieros consolidados mencionados, adjuntos a este informe, presentan razonablemente, en todos los aspectos de importancia material, la situación financiera consolidada de Ecopetrol S.A. al 31 de diciembre de 2011, los resultados consolidados de sus operaciones, los cambios consolidados en su situación financiera y sus flujos de efectivo consolidados por el año que terminó en esa fecha, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia promulgados por la Contaduría General de la Nación. En cumplimiento de disposiciones legales, como se indica en la nota 16 a los estados financieros consolidados, la Compañía modificó la aplicación del método contable para el registro del impuesto al patrimonio con base en la Ley 1370 de 2009; como consecuencia, la uniformidad en la aplicación de los principios de contabilidad en los estados financieros de 2011 se afecta respecto al año anterior.

Los estados financieros consolidados de Ecopetrol S.A. al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2010 fueron auditados por otro revisor fiscal quien expresó una opinión sin salvedades sobre dichos estados financieros en su reporte del 25 de febrero de 2011.

Ana Lucía López Mora  
Revisor Fiscal de Ecopetrol S.A.  
T. P. 6328 - T  
Miembro de KPMG Ltda.

17 de febrero de 2012

ECOPETROL S. A.  
Balances Generales Consolidados  
Al 31 de diciembre de 2011  
(Con cifras comparativas a 31 de diciembre de 2010)  
(Expresados en millones de pesos colombianos)

<u>Activos</u>	A 31 de diciembre de	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
<b>Activos corrientes:</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo (notas 2 y 3)	\$ 6.585.628	3.726.778
Inversiones (notas 2 y 4)	1.531.911	327.782
Cuentas y documentos por cobrar, neto (notas 2 y 5)	4.635.834	2.736.592
Inventarios, neto (nota 6)	2.761.605	2.192.088
Anticipos, avances y depósitos (notas 2 y 7)	3.459.942	3.620.317
Impuesto diferido activo	10.019	4.134
Gastos pagados por anticipado (nota 8)	52.374	21.947
Total activos corrientes	19.037.313	12.629.638
<b>Activos no corrientes:</b>		
Inversiones (notas 2 y 4)	5.474.805	5.177.491
Cuentas y documentos por cobrar, neto (nota 5)	407.929	372.273
Anticipos, avances y depósitos (notas 2 y 7)	144.482	288.735
Propiedades, planta y equipo, neto (nota 10)	30.033.380	22.266.258
Recursos naturales y del medio ambiente, neto (nota 11)	15.440.787	11.774.539
Cargos diferidos (nota 12)	3.950.060	2.040.140
Depositos entregados en administración (nota 9)	283.504	-
Otros activos (nota 13)	3.929.248	3.151.606
Valorizaciones (nota 14)	13.575.878	11.068.676
Total activos	\$ 92.277.386	68.769.356
<u>Pasivos, interés minoritario y patrimonio de los accionistas</u>		
<b>Pasivos corrientes:</b>		
Obligaciones financieras (nota 15)	831.594	1.079.169
Cuentas por pagar y vinculados (notas 2 y 16)	4.374.890	4.062.602
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar (nota 17)	8.617.438	3.589.263
Obligaciones laborales y pensionales (nota 18)	233.322	160.247
Pasivos estimados y provisiones (notas 2 y 19)	1.695.193	1.151.297
Total pasivos corrientes	15.752.437	10.042.578
<b>Pasivos no corrientes:</b>		
Obligaciones financieras (notas 2 y 15)	7.969.978	7.833.715
Cuentas por pagar (nota 16)	518.143	504.046
Obligaciones laborales y pensionales (nota 18)	3.190.229	2.814.021
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar (nota 17)	1.035.971	-
Pasivos estimados y provisiones (nota 19)	4.084.829	3.398.603
Otros pasivos a largo plazo (notas 2 y 20)	2.784.313	2.362.261
Total pasivos	35.335.900	26.955.224
Interés minoritario (nota 21)	2.252.631	485.951
Patrimonio de los accionistas:		
(Nota 22 y ver estado consolidado adjunto)	54.688.855	41.328.181
Total pasivos y patrimonio de los accionistas	\$ 92.277.386	68.769.356
Cuentas de orden deudoras (nota 23)	130.221.872	119.039.595
Cuentas de orden acreedoras (nota 23)	\$ (111.784.600)	(96.981.023)

Veáanse las notas que acompañan a los estados financieros.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Ricardo Augusto Moreno Castro  
Contador Público  
T. P. 20204 - T  
(Ver certificación adjunta)

Ana Lucía López Mora  
Revisor Fiscal  
T. P. 6328 - T  
Miembro de KPMG Ltda.  
(Véase mi informe del 17 de febrero de 2012)

ECOPETROL S. A.  
Estados Consolidados de Actividad Financiera,  
Económica, Social y Ambiental  
Año que terminó el 31 de diciembre de 2011  
(Con cifras comparativas por el año que terminó el 31 de diciembre de 2010)  
(Expresados en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad neta  
por acción que está expresada en pesos colombianos)

	2011	2010
Ingresos por ventas (nota 24):		
Ventas nacionales	\$ 23.339.383	18.084.425
Ventas al exterior	42.412.885	23.883.886
Total ingresos	65.752.268	41.968.311
Costos de ventas (nota 25)	36.665.056	25.959.001
	29.087.212	16.009.310
Gastos operacionales (nota 26):		
Administración	1.018.917	603.523
Comercialización y proyectos	2.377.332	2.526.945
Utilidad operacional	25.690.963	12.878.842
Ingresos (gastos) no operacionales:		
Ingresos (gastos) financieros, neto (nota 27)	(904.302)	37.789
Gastos de jubilados (notas 18 y 28)	(706.298)	(377.626)
Ganancia por inflación (nota 29)	21.836	22.030
Otros (gastos) ingresos, neto (nota 30)	(460.767)	(1.068.418)
Utilidad antes de impuesto sobre la renta e interés minoritario	23.641.432	11.492.617
Provisión impuesto sobre la renta (nota 17)	7.955.721	3.238.650
Interés minoritario	(233.377)	(107.496)
Utilidad neta del año	\$ 15.452.334	8.146.471

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Ricardo Augusto Moreno Castro  
Contador Público  
T. P. 20204 - T  
(Ver certificación adjunta)

Ana Lucía López Mora  
Revisor Fiscal  
T.P. 6328 - T  
Miembro de KPMG Ltda.  
(Ver mi informe del 17 de febrero de 2012)

ECOPETROL S. A.

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas

Año que terminó el 31 de diciembre de 2011 (Con cifras comparativas por el año que terminó el 31 de diciembre de 2010)  
(Expresados en millones de pesos colombianos, excepto el dividendo por acción que está expresado en pesos colombianos)

	Capital suscrito y pagado	Prima en colocación de acciones	Reserva legal y otras	Patrimonio institucional incorporado	Superávit método de participación	Superávit por valorizaciones	Efecto Régimen Contabilidad Pública	Utilidades acumuladas	Total patrimonio
Saldo al 31 de diciembre de 2009	\$ 10.117.791	4.720.320	5.159.504	155.529	1.192.147	6.391.417	(298.805)	5.132.054	32.569.957
Distribución de dividendos (\$91 por cada acción)	-	-	-	-	-	-	-	(3.682.998)	(3.682.998)
Capital suscrito por cobrar y prima en colocación	337	243	-	-	-	-	-	-	580
Prima en colocación de acciones por cobrar	-	(55)	-	-	-	-	-	-	(55)
Superávit por valorizaciones	-	-	-	-	-	4.677.259	-	-	4.677.259
Desvalorizaciones de propiedad, planta y equipo	-	-	-	-	-	-	(403.670)	-	(403.670)
Ajuste por diferencia en cambio superávit método de participación	-	-	-	-	(105.364)	-	-	-	(105.364)
Apropiación de reserva legal	-	-	525.624	-	-	-	-	(525.624)	-
Apropiación reservas para programas de inversión	-	-	1.047.610	-	-	-	-	(1.047.610)	-
Adición al patrimonio institucional incorporado	-	-	-	1.823	-	-	-	-	1.823
Utilidades no realizadas	-	-	-	-	-	-	-	124.178	124.178
Utilidad neta del período	-	-	-	-	-	-	-	8.146.471	8.146.471
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2010</b>	<b>10.118.128</b>	<b>4.720.508</b>	<b>6.732.738</b>	<b>157.352</b>	<b>1.086.783</b>	<b>11.068.676</b>	<b>(702.475)</b>	<b>8.146.471</b>	<b>41.328.181</b>
Distribución de dividendos (\$145 por acción)	-	-	-	-	-	-	-	(5.868.514)	(5.868.514)
Capitalización - Emisión y colocación de acciones segunda ronda	161.047	-	-	-	-	-	-	-	161.047
Capital suscrito por cobrar y prima en colocación	-	2.222.459	-	-	-	-	-	-	2.222.459
Adición prima en colocación de acciones - Ejecución garantías	-	(154.823)	-	-	-	-	-	-	(154.823)
Superávit por valorizaciones	-	-	-	-	-	2.507.202	-	-	2.507.202
Revalorización de propiedad, planta y equipo	-	-	-	-	-	-	6.114	-	6.114
Apropiación de reserva legal	-	-	834.610	-	-	-	-	(834.610)	-
Apropiación reservas para programas de inversión	-	-	1.065.465	-	-	-	-	(1.065.465)	-
Apropiación reservas Decreto Reglamentario 2336/95	-	-	96.695	-	-	-	-	(96.695)	-
Apropiación reservas pago dividendos emisión acciones 2011	-	-	449.904	-	-	-	-	(449.904)	-
Utilización reservas para pago de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(30.909)	(30.909)
Adición al patrimonio institucional incorporado	-	-	-	16.728	-	-	-	-	16.728
Ajuste por diferencia en cambio superávit método de participación	-	-	-	-	(824.155)	-	-	-	(824.155)
Ajuste en conversión de filiales en el extranjero	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidades no realizadas	-	-	-	-	-	-	-	(126.809)	(126.809)
Utilidad neta del año	-	-	-	-	-	-	-	15.452.334	15.452.334
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2011</b>	<b>\$ 10.279.175</b>	<b>6.788.144</b>	<b>9.179.412</b>	<b>174.080</b>	<b>262.628</b>	<b>13.575.878</b>	<b>(696.361)</b>	<b>15.125.899</b>	<b>54.688.855</b>

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Ricardo Augusto Moreno Castro  
Contador Público  
T. P. 20204 - T  
(Ver certificación adjunta)

Ana Lucía López Mora  
Revisor Fiscal  
T. P. 6328 - T  
Miembro de KPMG Ltda.  
(Véase mi informe del 17 de febrero de 2012)

ECOPETROL S. A.  
Estados Consolidados de Flujos de Efectivo  
Año que terminó el 31 de diciembre de 2011  
(Con cifras comparativas por el año que terminó el 31 de diciembre de 2010)  
(Expresados en millones de pesos colombianos)

	2011	2010
Flujos de efectivo de las actividades de operación:		
Utilidad neta del año	\$ 15.452.334	8.146.471
Movimiento de partidas que no involucran efectivo:		
Interés minoritario	233.377	107.495
Impuesto de renta diferido, neto	394.087	37.609
Depreciación propiedades, planta y equipo	1.960.007	1.624.009
Amortizaciones:		
Recursos naturales	2.306.269	2.003.771
Abandono de instalaciones	285.814	241.842
Pasivos pensionales por salud y educación	517.345	166.211
Intangibles	295.670	189.261
Cargos diferidos	111.811	107.422
Corrección monetaria diferida, neto	(21.836)	(22.030)
Provisiones:		
Cuentas por cobrar	32.422	169.789
Inventarios	8.505	9.743
Propiedades, planta y equipo	41.948	227.266
Litigios y procesos judiciales	360.351	125.888
Conmutación pensional	241.624	-
Otras	122.395	19.834
Recuperación provisiones:		
Cuentas por cobrar	(365)	(68.772)
Inventarios	(3.263)	(29.481)
Propiedades, planta y equipo	(46.019)	(55.717)
Litigios y procesos judiciales	(229.345)	(80.237)
Otras	(387.117)	(138.397)
Baja en propiedades, planta y equipo	418	3.395
Pérdida en retiro de propiedades, planta y equipo	-	38.945
Pérdida en baja en recursos naturales y del medio ambiente	-	39.668
Pérdida en baja de otros activos	300	287.918
Utilidad método de participación	(141.275)	(82.772)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:		
Deudores	(1.324.033)	794.512
Inventarios	(561.846)	(129.823)
Diferidos y otros activos	(2.165.464)	698.423
Cuentas por pagar	(121.422)	1.248.736
Impuestos por pagar	5.073.370	(618.440)
Obligaciones laborales y pensionales	(85.757)	(26.737)
Pasivos estimados y provisiones	86.805	(64.028)
Otros pasivos a largo plazo	559.201	(507.467)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	22.996.311	14.464.307
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:		
Pago y avances por adquisición de compañías, neto del efectivo adquirido	(868.954)	(1.163.131)
Aumento de inversiones	(11.685.030)	(11.808.784)
Redención y venta de inversiones	9.667.021	10.578.200
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(4.311.149)	(3.874.824)
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(10.189.522)	(6.445.151)
Producto de la venta de propiedades y equipo	-	4.751
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(17.387.634)	(12.708.939)

(Continúa)

2

ECOPETROL S. A.

Estados Consolidados de Flujos de Efectivo, Continuación

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Flujo de efectivo en actividades de financiación:		
Interés minoritario	1.027.567	(562.855)
Obligaciones financieras	136.263	2.761.449
Deuda por operaciones de crédito y financiamiento	(245.454)	-
Capitalizaciones	2.228.683	525
Dividendos	<u>(5.896.886)</u>	<u>(3.789.828)</u>
Efectivo neto usado en actividades de financiación	<u>(2.749.827)</u>	<u>(1.590.709)</u>
Aumento neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	2.858.850	164.659
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	<u>3.726.778</u>	<u>3.562.119</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	<u>\$ 6.585.628</u>	<u>3.726.778</u>

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros.

Javier G. Gutiérrez Pemberthy  
Presidente  
(Ver certificación adjunta)

Ricardo Augusto Moreno Castro  
Contador Público  
T. P. 20204 - T  
(Ver certificación adjunta)

Ana Lucía López Mora  
Revisor Fiscal  
T. P. 6328 - T  
Miembro de KPMG Ltda.  
(Véase mi informe del 17 de febrero de 2012)

## ECOPETROL S. A.

### Notas a los Estados Financieros Consolidados

Al 31 de diciembre de 2011

(con cifras comparativas a 31 de diciembre de 2010)

(Cifras expresadas en millones de pesos. Se exceptúan los valores en otras monedas y tasas de cambio)

#### **(1) Ente Económico y Principales Políticas y Prácticas Contables**

##### **Entidad Reportante**

ECOPETROL S. A., (en adelante Ecopetrol o la Empresa) fue constituida mediante la Ley 165 de 1948, transformada mediante el Decreto Extraordinario 1760 de 2003 (adicionado por el Decreto 409 de 2006) y la Ley 1118 de 2006 a una sociedad pública por acciones y luego a una sociedad de economía mixta de carácter comercial, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con un período indefinido de duración. Tiene como objeto social el desarrollo, en Colombia o en el exterior, de actividades comerciales o industriales correspondientes o relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos, y de operaciones subsidiarias, conexas o complementarias de dichas actividades, de acuerdo con la regulación que resulte aplicable. El domicilio principal es Bogotá D.C., permitiéndosele establecer filiales, subsidiarias, sucursales y agencias en Colombia o en el exterior.

Mediante el Decreto de Transformación 1760 de 2003, la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, y la administración de los activos no estratégicos representados en acciones y participaciones en sociedades, fueron escindidos de Ecopetrol, modificándose su estructura básica y creándose dos entidades: a) la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) creada para desarrollar en lo sucesivo la política petrolera de Colombia (anteriormente responsabilidad de Ecopetrol), y b) la Sociedad Promotora de Energía de Colombia S. A., que recibió activos no estratégicos de propiedad de Ecopetrol.

La Ley 1118 del 27 de diciembre de 2006 modificó la naturaleza jurídica de Ecopetrol, y autorizó a la Empresa a emitir acciones para ser colocadas en el mercado y adquiridas por personas naturales o jurídicas. Una vez emitidas y colocadas las acciones correspondientes al 10,1% del capital autorizado, a finales de 2007, la Sociedad se convirtió en una Sociedad de Economía Mixta de carácter comercial, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

Ecopetrol suscribió un contrato de depósito con JP Morgan Chase Bank, N.A., en que éste actúa como banco depositario para la emisión de ADS representados en ADR. Cada ADS representa 20 acciones ordinarias de Ecopetrol o el derecho a recibir 20 acciones ordinarias de Ecopetrol.

El 12 de septiembre de 2008, Ecopetrol presentó ante la Securities and Exchange Commission o SEC, la solicitud para inscribir la Empresa y para registrar y listar los ADS, representados por ADR, en la Bolsa de Nueva York o NYSE. Los ADSs de la Empresa se negocian en la NYSE bajo el símbolo "EC" desde el 18 de septiembre de 2008.

El 3 de diciembre de 2009, la Comisión Nacional Supervisora de Empresas y Valores del Perú CONASEV, se pronunció a favor del listado de los ADR de Ecopetrol S. A. en la Bolsa de Valores de Lima e inscribió dichos valores en el Registro Público del Mercado de Valores, por lo que dichos valores se empezaron a negociar a partir del 4 de diciembre del mismo año en el mercado peruano bajo el nemotécnico EC.

El 13 de agosto de 2010, Ecopetrol inició la transacción de sus ADR en la Bolsa de Valores de Toronto – Canadá, una de las más grandes del mundo en el sector

energético. De esta manera, Ecopetrol se convirtió en la primera empresa colombiana en listarse en esa Bolsa.

Entre el 27 de julio y el 17 de agosto de 2011, Ecopetrol llevó a cabo la segunda ronda del programa de emisión y colocación de acciones autorizada por la Ley 1118 de 2006. Como resultado de este proceso fueron adjudicadas 644.185.868 acciones ordinarias con un precio de suscripción de \$3.700 por acción, por un monto total de \$2.383.488. Las acciones fueron inscritas en el Registro Nacional de Valores y Emisores, en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto 2555 de 2010. Como resultado de este proceso de emisión y colocación, la nueva participación accionaria del Gobierno Nacional en Ecopetrol es del 88,49%.

El 13 de febrero de 2008 se comunica que se ha configurado la situación de Grupo Empresarial por parte de la sociedad matriz Ecopetrol S. A., respecto de sus subordinadas: Black Gold Re Limited, Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda., Ecopetrol del Perú S. A., Ecopetrol America Inc. Posteriormente, se incluyeron dentro del grupo empresarial las compañías Andean Chemicals Ltd., matriz de Bioenergy e inversionista en Propilco S. A., que a su vez es Casa Matriz de Compounding and Masterbatching Industry Ltd., (Comai Ltd.).

Así mismo, durante el 2009 se incluyó dentro del grupo empresarial ODL Finance que a su vez es matriz de Oleoducto de los Llanos; Hocol Petroleum Limited, matriz de Homcol Cayman Inc y Hocol Limited cuya sucursal en Colombia es Hocol S. A.; Ecopetrol Transportation Company, matriz de Ecopetrol Pipelines International Ltd., Oleoducto Central S.A., Oleoducto de Colombia S.A. y por último Ecopetrol Global Energy y Refinería de Cartagena S. A.

El 20 de septiembre de 2010, se comunicó la configuración de situación de Grupo Empresarial por parte de Ecopetrol S.A., respecto de la subordinada Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.

El 17 de enero de 2011, se configuró una situación de Grupo Empresarial por parte de Ecopetrol S.A., respecto de Ecopetrol Capital S.L.U, Ecopetrol Capital AG y Ecopetrol Transportation Investments Ltd, con domicilio fuera del país.

El 23 de febrero de 2011, se configuró una situación de control por parte de Ecopetrol S.A., respecto de las sociedades subordinadas: Colombia Pipelines Limited, Equion Energia Limited, Santiago Oil Co, Santiago Oil Company y Santiago Pipelines Co.

En diciembre de 2011, la Junta Directiva de Andean Chemicals Ltd aprobó la capitalización de la deuda (capital más intereses) que se tenía con Ecopetrol S.A., para lo cual Andean Chemicals Ltd emitió 615.677.799 acciones ordinarias por valor de US\$1 cada una, dicha deuda se originó en el contrato de crédito suscrito entre las partes, en mayo de 2009, para la adquisición de la Refinería de Cartagena S.A. a través de Andean Chemicals Ltd, como vehículo de inversión.

La Asamblea extraordinaria de Accionistas de Oleoducto Bicentenario S.A.S., el 16 de diciembre del 2011, aprobó la emisión de 156.448 acciones por valor de \$173.925 de los cuales \$1.564 corresponden a capital suscrito y pagado y \$172.361 corresponden a prima en colocación de acciones.

Las compañías con que Ecopetrol S. A. consolida son:

<u>Subordinada</u>	<b>Porcentaje participación</b> <u>ECP</u>	<u>Actividad</u>	<u>Subordinadas</u>
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	-
Ecopetrol del Perú S. A.	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	-

Ecopetrol América Inc.	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	
Black Gold Re Ltd.	100%	Reaseguradora de Ecopetrol y sus subordinadas.	-
Andean Chemicals Ltd.	100%	Vehículo de inversión.	Bioenergy S. A., Refinería de Cartagena y Propileno del Caribe.
ODL Finance S. A.	65%	Transporte por ductos de petróleo crudo.	ODL S. A. ODL - Sucursal Colombia
Propileno del Caribe. Propilco S. A.	100%	Producción y comercialización de resina de polipropileno.	Comai S. A.
Bioenergy S. A.	88,6%	Producción de biocombustibles.	-
Ecopetrol Global Energy	100%	Vehículo de Inversiones	Ecopetrol America Inc.
Ecopetrol Transportation Company Limited	100%	Vehículo de Inversiones	Ecopetrol Pipelines International Limited, Ecopetrol Transportation Investment Ltd
Ecopetrol Pipelines International Limited	100%	Vehículo de Inversiones	Ecopetrol Transportation Investment, OBC y Ocesa
Oleoducto Central S. A. - Ocesa	72,6%	Transporte por ductos de petróleo crudo.	-

<u>Subordinada</u>	<u>Porcentaje participación ECP</u>	<u>Actividad</u>	<u>Subsidiarias</u>
COMAI - Compounding and Masterbatching Industry Ltda.	100%	Fabricar compuestos de Polipropileno y masterbatches para una amplia gama de usos.	-
Refinería de Cartagena S. A.	100%	Refinación, comercialización y distribución de hidrocarburos.	-
Hocol Petroleum Limited	100%	Vehículo de Inversiones.	Hocol Limited, Hocol S. A., Homcol Cayman Inc.
Oleoducto de Colombia S. A. – ODC	73%	Transporte por ductos de petróleo crudo.	-
Oleoducto Bicentenario de Colombia SAS	55,97%	Actividad transporte por ductos de petróleo crudo	-
Ecopetrol Transportation Investment Ltd.	100%	Vehículo de inversiones.	-
Ecopetrol Capital AG	100%	Financiación, liquidación de financiaciones de sociedades de grupos o cualquier tipo de empresa y toda actividad que esté relacionada con ella.	-
Equion Energía Limited	51%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos.	Santiago Oil Company

Ecopetrol Global Capital SLU	100%	Vehículo de Inversiones	-
Bioenergy Zona Franca SAS	88,59%	La exploración y operación, de plantas de producción de biocombustibles	-
Hocol Limited	100%	Vehículo de inversión	-
Hocol S.A.	100%	Exploración y producción de hidrocarburos.	-
Homcol Cayman Inc.	100%	Vehículo de inversión	-
ODL S.A. Panamá	65%	Diseñar, construir, operar, explotar comercialmente oleoductos de transporte de hidrocarburos.	-
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	100%	Diseñar, construir, operar, explotar comercialmente oleoductos de transporte de hidrocarburos.	-

La Empresa y algunas de sus filiales desarrollan operaciones de producción y exploración mediante Contratos de Exploración y Producción (E&P), Contratos de Evaluación Técnica (TEAs) y convenios firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), así como a través de Contratos de Asociación y otros tipos de contrato, en sus diferentes modalidades, la situación al cierre de diciembre 2011, es así:

**No. Contratos**

<b><u>Modalidad de contrato</u></b>	<b><u>Ecopetrol S. A.</u></b>	<b><u>Hocol Petroleum Ltd.</u></b>	<b><u>Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.</u></b>	<b><u>Ecopetrol America Inc.</u></b>	<b><u>Ecopetrol del Perú S. A.</u></b>	<b><u>Equion Energia Limited</u></b>
Exploración						
Contratos E&P-ANH	37	15	-	-	6	2
Convenios E&P-ANH	5	-	-	-	-	-
TEA's – ANH	3	-	-	-	-	-
Contratos de Asociación	4	1	10	44	5	-
Producción						
Asociación	56	9	-	1	-	4
Contratos E&P-ANH	-	1	-	-	-	-
Campos descubiertos no desarrollados e inactivos (CDNDI)	16	-	-	-	-	-
Solo riesgo	-	-	-	-	-	1
Producción incremental	5	1	-	-	-	-
Participación de riesgo	3	-	-	-	-	-
Alianza tecnológica	1	-	-	-	-	-
Colaboración empresarial	1	-	-	-	-	1
Servicios y colaboración técnica	1	-	-	-	-	-
Participación de Riesgo						
Compartido	1	-	-	-	-	-
Operación	1	-	-	-	-	-
Servicios de producción con riesgo	2	-	-	-	-	-
	<b><u>136</u></b>	<b><u>27</u></b>	<b><u>10</u></b>	<b><u>45</u></b>	<b><u>11</u></b>	<b><u>8</u></b>

El detalle de las operaciones de producción y exploración para el año 2010 es el siguiente:

<u>Modalidad de contrato</u>	<u>No. Contratos</u>				
	<u>Ecopetrol S. A.</u>	<u>Hocol Petroleum Ltd.</u>	<u>Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.</u>	<u>Ecopetrol America Inc.</u>	<u>Ecopetrol del Perú S. A.</u>
Exploración					
Contratos E&P-ANH	27	9	-	-	-
Convenios E&P-ANH	6	-	-	-	-
TEA's – ANH	3	-	-	-	-
Contratos de Asociación	7	4	10	44	5
Producción					
Asociación	58	8	-	1	-
Campos descubiertos no desarrollados e inactivos (CDNDI)	18	-	-	-	-
Solo riesgo	-	2	-	-	-
Producción incremental	6	2	-	-	-
Participación de riesgo	3	-	-	-	-
Alianza tecnológica	1	-	-	-	-
Colaboración empresarial	1	-	-	-	-
Servicios y colaboración técnica	1	-	-	-	-
Participación de Riesgo Compartido	1	-	-	-	-
Operación	1	-	-	-	-
Servicios de producción con riesgo	<u>2</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
	<b><u>135</u></b>	<b><u>25</u></b>	<b><u>10</u></b>	<b><u>45</u></b>	<b><u>5</u></b>

### **Principales Políticas y Prácticas Contables**

La Contaduría General de la Nación (CGN) en septiembre de 2007 adoptó el Régimen de Contabilidad Pública (RCP), estableció su conformación y definió el ámbito de aplicación. En virtud de la comunicación número 20079-101345 de la CGN del 28 de septiembre de 2007, el RCP comenzó a aplicar para Ecopetrol el 1 de enero del año 2008.

### **Procedimiento de consolidación**

Los estados financieros consolidados están elaborados de conformidad con lo establecido en los Artículos 23 y 122 del Decreto 2649 de 1993. Este último artículo dispone que el ente económico que posea más del 50% del capital de otros entes económicos, debe presentar junto con sus estados financieros básicos, los estados financieros consolidados, acompañados de sus respectivas notas. El método de consolidación utilizado es el método de Integración Global establecido en la Circular Externa No. 005 de abril 6 de 2000 de la Superintendencia de Sociedades.

#### **(a) Bases de Presentación**

La preparación de los estados financieros contables se hizo bajo normas y principios de contabilidad de entidades públicas colombianas emitidos por la Contaduría General de la Nación (CGN) y otras disposiciones legales. Estos principios pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otras normas y organismos de control y los conceptos sobre asuntos específicos emitidos por la CGN prevalecen sobre otras normas.

Para el reconocimiento contable de los hechos financieros, económicos, ambientales y sociales se aplicó el principio de causación.

En concordancia con las normas de inspección, vigilancia y/o control sobre Ecopetrol y las compañías que aplican el Régimen de Contabilidad Pública, para registro de las operaciones a nivel de documento fuente, o para efectos de homologación, se estableció la estructura para definir el tratamiento contable de operaciones no contempladas por la CGN, el cual es el siguiente: i) Inspección, vigilancia y control principal y permanente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios; ii) Control residual: Superintendencia de Sociedades, y iii) Control concurrente: Superintendencia Financiera, sobre las actividades de la Empresa en su calidad de emisor del mercado de valores. Las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) se usan para definir las diferencias normativas y, los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos (US GAAP) son aplicados en las operaciones relacionadas con petróleo crudo y gas natural.

Los estados financieros consolidados incluyen las cuentas de las empresas en las que la Compañía tiene participación directa o indirecta superior al 50% de su capital o que, a pesar de no tener participación mayoritaria, tiene una influencia significativa. Todas las transacciones recíprocas entre sociedades consolidadas se han eliminado. Los estados financieros adjuntos consolidan activos, pasivos, patrimonio y resultados de las sociedades subordinadas.

**(b) Criterio de Importancia Relativa**

Un hecho económico es material cuando, debido a su naturaleza y cuantía, las circunstancias que lo rodean, su conocimiento o desconocimiento puede alterar significativamente las decisiones económicas de los usuarios de la información financiera.

De acuerdo con lo establecido en el RCP, la información revelada en los estados financieros, informes y reportes contables debe contener los aspectos importantes de la entidad contable pública, de tal manera que se ajuste significativamente a la verdad, y por tanto sea relevante y confiable para tomar decisiones o hacer las evaluaciones que se requieran, de acuerdo con los objetivos de la información contable. La materialidad depende de la naturaleza de los hechos o la magnitud de las partidas, revelados o no revelados.

Los estados financieros consolidados desglosan los rubros según lo establecido en las normas legales y aquellos que representan el 5% o más del activo total, del activo corriente, del pasivo total, del pasivo corriente, del capital de trabajo, del patrimonio y de los ingresos, según el caso. Además, se describen importes inferiores cuando pueden contribuir a una mejor interpretación de la información financiera.

**(c) Uso de Estimaciones**

La preparación de estados financieros consolidados requiere que la Administración de las compañías del grupo empresarial haga estimaciones y presunciones que podrían afectar los importes registrados de los activos, pasivos, los resultados y las notas adjuntas. Estas estimaciones son realizadas conforme a criterios técnicos atendiendo las normas y disposiciones legales vigentes. Los valores actuales de mercado podrán diferir de dicha estimación.

**(d) Transacciones en Moneda Extranjera**

Las transacciones en moneda extranjera se registran a las tasas de cambio aplicables en la fecha de su ocurrencia, de acuerdo con las normas legales vigentes. Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de mercado al cierre de cada año.

El ajuste por diferencia en cambio generado por los activos y pasivos en moneda extranjera es registrado en resultados de las operaciones, salvo cuando tal ajuste

sea imputable a inversiones patrimoniales en entidades controladas, en cuyo caso afecta el patrimonio.

Los costos financieros, incluyendo la diferencia en cambio, para la adquisición de activos que estén en construcción y hasta que se encuentren en condiciones de utilización, hacen parte del costo del activo.

La Empresa y sus subordinadas en el desarrollo de sus actividades de la industria petrolera pueden manejar divisas, siempre y cuando cumplan con lo establecido en el régimen cambiario.

Para la conversión de los estados financieros de las subordinadas donde se tiene moneda origen diferente al peso colombiano, se realizó la correspondiente conversión, pasando la moneda origen a dólar americano y luego a pesos colombianos. Para la conversión de saldos de activos y pasivos se utilizó la TRM del día 31 de diciembre de 2011, para la conversión de cifras de resultados se utilizaron las TRM promedio mes y para las cifras de capital se utilizaron las tasas históricas.

#### **(e) Contratos de Operación Conjunta**

Los contratos de Operación Conjunta son suscritos entre Ecopetrol o las compañías del grupo empresarial y terceros, con el fin de compartir el riesgo, conseguir capital, maximizar eficiencia operativa y optimizar la recuperación de reservas. En estas operaciones conjuntas, una parte es designada como operador y cada parte toma la propiedad de hidrocarburos (crudo o gas) producidos de acuerdo con su participación en la producción. Cuando Ecopetrol o alguna compañía del grupo empresarial actúa como socio no operador, registra los activos, ingresos, costos y gastos con base en el reporte de los operadores. Cuando Ecopetrol o alguna compañía del grupo empresarial opera directamente los contratos de asociación, registra al 100% activos, pasivos, ingresos, costos y gastos, reconociendo mensualmente la distribución de acuerdo con el porcentaje de participación de cada socio de los rubros de: inversiones, inventarios, gastos, costos e ingresos al asociado.

#### **(f) Efectivo y Equivalentes de Efectivo**

El efectivo y los equivalentes de efectivo están representados por las inversiones negociables con vencimiento dentro de los noventa (90) días siguientes a su adquisición y se registran como inversiones de administración de liquidez.

El efectivo de las operaciones asociadas reconocidas por la empresa en calidad de socio operador corresponde a los anticipos entregados por los socios (incluidas las compañías del grupo empresarial), de acuerdo con el porcentaje de participación acordado contractualmente y son manejados en una cuenta bancaria de uso exclusivo de la operación conjunta.

#### **(g) Instrumentos Financieros Derivados**

Ecopetrol y su grupo de empresas ejecutan acuerdos de coberturas para protegerse de las fluctuaciones de los precios de crudos, productos y de las tasas de cambio. La diferencia entre los montos pagados y los montos recibidos por las operaciones de cobertura son reconocidos como gasto o ingreso financiero en el estado de actividad financiera, económica, social y ambiental. El grupo empresarial no utiliza instrumentos financieros derivados con propósitos especulativos.

De acuerdo al gobierno corporativo se hacen evaluaciones periódicas en función del riesgo de mercado de las operaciones de cobertura determinando la necesidad de prórroga o cancelación anticipada de los contratos suscritos, cuando éstos resultan inefectivos frente a la cobertura deseada. En caso de cancelación los efectos financieros y contractuales son reconocidos en los resultados del año.

## **(h) Inversiones**

Las inversiones se clasifican en: i) Inversiones de administración de liquidez; ii) Inversiones con fines de política y, iii) Inversiones patrimoniales.

i. Las inversiones de administración de liquidez corresponden a recursos colocados en títulos de deuda y títulos participativos, con el propósito de obtener utilidades por las fluctuaciones de precio a corto plazo. Su reconocimiento inicial es por el costo histórico y se actualizan con base en metodologías de valoración expedidas por la Superintendencia Financiera de Colombia.

ii. Las inversiones con fines de política están constituidas por títulos de deuda de entidades nacionales o del exterior, adquiridos en cumplimiento de políticas macroeconómicas o de políticas internas del grupo empresarial, las cuales comprenden las inversiones mantenidas hasta el vencimiento y las disponibles para la venta, entendidas estas últimas como las que se mantienen como mínimo durante (1) un año, contado a partir del primer día en que fueron clasificadas por primera vez, o en que fueron reclasificadas.

Las inversiones mantenidas hasta el vencimiento se actualizan con base en la Tasa Interna de Retorno (TIR) prevista en las metodologías adoptadas por la Superintendencia Financiera y las inversiones con fines de política macroeconómica y las disponibles para la venta deben actualizarse con base en metodologías adoptadas por la Superintendencia Financiera para inversiones negociables.

iii. Las inversiones patrimoniales se clasifican en entidades controladas y no controladas. Las inversiones patrimoniales en entidades controladas se reconocen a su costo de adquisición, siempre que éste sea menor que el valor intrínseco; en caso contrario, se reconocen por el valor intrínseco y la diferencia entre el precio de compra y el valor intrínseco corresponde a Crédito Mercantil. Su actualización se realiza por el método de participación, tal como se establece en la Resolución 145 de 2008, emitida por la CGN.

Las inversiones en entidades asociadas en las cuales la Compañía ejerce influencia importante se registran bajo el método de participación patrimonial.

Se define influencia importante como la facultad que tiene la entidad, con independencia que el porcentaje de participación en el capital social sea igual o inferior al 50%, de intervenir en la definición y orientación de las políticas financieras y operativas de otra entidad, con el fin de obtener beneficios de la misma entidad.

La influencia importante se puede manifestar en uno o más de los siguientes aspectos:

- Representación en la Junta Directiva u órgano rector equivalente a la entidad asociada.
- Participación en los procesos de formulación de políticas.
- Transacciones importantes entre el inversionista y la entidad asociada.
- Intercambio de personal directivo, o
- Suministro de información técnica esencial.

Las inversiones patrimoniales en entidades no controladas comprenden títulos participativos de baja o mínima bursatilidad o sin ninguna cotización que no les permite ningún tipo de control o ejercer influencia importante y deben reconocerse por el costo histórico; su actualización surge con la comparación periódica del costo de la inversión frente a su valor intrínseco o su cotización en bolsa.

Las variaciones patrimoniales originadas en el ajuste por conversión de la entidad controlada se reconocen como superávit por el método de participación patrimonial, sin perjuicio de que la subcuenta llegue a presentar saldo débito; lo anterior, dando cumplimiento a la Resolución 193 del 27 de julio de 2010 emitida por la Contaduría General de la Nación.

Las inversiones realizadas en moneda extranjera se reconocen aplicando la Tasa Representativa de Mercado (TRM) de la fecha de la transacción. El valor debe reexpresarse periódicamente con base en la TRM, siempre que la metodología de actualización no la considere.

Cuando las normas técnicas de activos o pasivos no consideren metodologías específicas de actualización, los derechos y obligaciones representados en moneda extranjera se deben reexpresar mensualmente en moneda legal, mediante la aplicación de la Tasa Representativa del Mercado-TRM vigente al corte mensual certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia y convertida previamente a dólares de los Estados Unidos de Norteamérica, si está expresada en una moneda distinta al dólar de los Estados Unidos. Para el efecto, se utiliza la tasa de cambio que rija entre las dos monedas informada por el Banco de la República.

#### **(i) Cartera y Provisión para Cuentas de Difícil Cobro**

Los valores adeudados a las compañías del grupo se reconocen por su importe original o por el valor aceptado por el deudor, el cual es susceptible de actualización periódica, de conformidad con las disposiciones legales vigentes, o con los términos contractuales pactados.

La provisión de cartera se revisa y actualiza periódicamente, de conformidad con el grado de antigüedad de los saldos y la evaluación de recuperación de las cuentas individuales. El grupo empresarial adelanta las gestiones administrativas y legales necesarias para recuperar las cuentas por cobrar vencidas, así como el recaudo de intereses de los clientes que no cumplen con las políticas de pago.

Sólo procede el castigo del valor de las cuentas o documentos por cobrar contra la provisión, cuando se tenga razonable certeza jurídica o material de la pérdida total o parcial del derecho incorporado o representado.

#### **(j) Inventarios**

Los inventarios incluyen bienes extraídos, en proceso, transformados y adquiridos a cualquier título para ser vendidos, destinados para la transformación y consumidos en el proceso de producción, o como parte de la prestación de servicios. Se utiliza el sistema de inventario permanente.

Los inventarios se registran al costo histórico o al costo de compra, los cuales incluyen los cargos directos e indirectos que se incurren en preparar el inventario para dejarlo en condiciones de utilización o venta.

La valuación de los inventarios se mide bajo el método de promedio ponderado, considerando los siguientes parámetros:

- Inventarios de petróleo crudo y de producción propia, considerando el costo de producción.
- Las compras de crudo, considerando los costos de adquisición, incluido el transporte y los costos de entrega incurridos.

- El inventario de productos terminados, considerando los costos de producción total.
- El inventario de productos en proceso, considerando los costos de producción.
- El inventario de materia prima, al costo promedio ponderado.

Los materiales y suministros de operaciones conjuntas son controlados por el operador y reportados en una cuenta conjunta al costo de adquisición (registrados en la moneda de origen a costos promedio). Los consumos de inventarios son imputados a la operación conjunta como gasto o inversión, según corresponda.

Adicionalmente, se valoran al menor entre el valor de mercado y el costo promedio, y costo real incurrido para los inventarios en tránsito. Al cierre del período se calculan provisiones para reconocer deterioro, obsolescencia, excesos, lento movimiento o pérdida del valor de mercado.

#### **(k) Propiedades, Plantas y Equipo y Depreciación**

Las propiedades, plantas y equipos se registran a su costo histórico ajustado por inflación hasta 2001. El costo incluye gastos financieros y las diferencias de cambio por adquisición en moneda extranjera hasta la puesta en servicio del activo, y los ingresos financieros de la porción de las obligaciones financieras adquiridas para financiar proyectos de inversión, pendiente de ser utilizada. Cuando se vende o retira un activo, el costo ajustado y la depreciación acumulada son cancelados y la pérdida o ganancia es reconocida en los resultados del año.

La depreciación se calcula sobre el total del costo de adquisición, por el método de línea recta, con base en la vida útil de los activos. Las tasas anuales de depreciación utilizadas son:

	%
Edificaciones y ductos	5
Plantas y equipos	10
Equipo de transporte	20
Equipo de cómputo	33.3

Los desembolsos para el mantenimiento y las reparaciones son reconocidos en los gastos y los desembolsos significativos que mejoran la eficiencia o prolongan la vida útil se capitalizan como mayor valor del activo.

El valor de las propiedades, planta y equipo es objeto de actualización periódica mediante la comparación del costo neto en libros con el valor determinado mediante avalúos técnicos. Cuando el valor del avalúo técnico del activo es mayor a su costo neto en libros, la diferencia se registra como valorizaciones de activos con crédito a la cuenta de superávit por valorizaciones en el patrimonio; en caso contrario, se registra como provisión por desvalorizaciones con cargo a resultados.

Cuando termina un contrato de asociación, Ecopetrol S.A. recibe a título gratuito, las propiedades, planta y equipo, los materiales y las inversiones petrolíferas amortizables, propiedad de la compañía asociada. Esta transacción no afecta los resultados de la Compañía. Los resultados del avalúo técnico de propiedades, planta y equipo, se reconocen como valorizaciones en las cuentas de activo y patrimonio respectivas.

#### **(l) Recursos Naturales y del Medio Ambiente**

El grupo empresarial emplea el método de esfuerzos exitosos para la contabilización de las inversiones en áreas de exploración y producción. Los estudios geológicos y geofísicos se registran al gasto cuando se incurren, antes del descubrimiento de reservas probadas. Los costos de adquisición y exploración son capitalizados hasta el momento en que se determine si la perforación de exploración resultó exitosa o

no; de ser no exitosa, todos los costos incurridos son cargados al gasto. Cuando un proyecto es aprobado para desarrollo, el valor acumulado de los costos de adquisición y exploración se clasifican en la cuenta de inversiones petrolíferas. Los costos capitalizados también incluyen el costo del retiro de activos. Los saldos activos y pasivos correspondientes a los costos de retiro de activos son actualizados semestralmente. Los equipos de producción y apoyo se contabilizan con base en su costo histórico y hacen parte de las propiedades, plantas y equipos sujetos a depreciación.

Las inversiones petrolíferas se amortizan aplicando el método de unidades técnicas de producción sobre la base de las reservas probadas desarrolladas por campo, sin regalías, estimadas al 31 de diciembre del año inmediatamente anterior. La amortización cargada a resultados se ajusta en el cierre del mes de diciembre recalculando el DD&A (Depletion, Depreciation and Amortization, por sus siglas en inglés), desde el 1 de enero del año corriente con base en el estudio de reservas actualizado al fin del año corriente.

Ecopetrol S.A. tiene establecido un proceso corporativo de reservas, a cargo del Grupo de Control de Reservas que reporta directamente a la Vicepresidencia Corporativa de Finanzas. Las reservas son auditadas por consultores externos reconocidos internacionalmente y aprobados por el Comité de Reservas de Ecopetrol y las Juntas Directivas de cada subordinada donde aplique. Las reservas probadas se refieren a las cantidades estimadas de petróleo crudo y gas natural demostradas por los datos geológicos y de ingeniería que poseen un nivel de recuperación razonable durante los años siguientes frente a las reservas conocidas, bajo las condiciones económicas y de operación vigentes, esto es, con la aplicación de los precios y costos de la fecha en que se hacen los estimados.

Desde que Ecopetrol se convirtió en emisor en la Bolsa de Valores de Colombia (BVC) y en la Bolsa de Nueva York (NYSE), el grupo empresarial ha aplicado la metodología aprobada por la SEC (Securities Exchange Commission) para la estimación de reservas. Bajo esta metodología el precio de referencia es el promedio aritmético del precio de crudo del WTI de los últimos doce (12) meses.

Cuando se determina que un pozo ubicado en una zona de exploración no posee reservas probadas se clasifica como un pozo seco o no comercial y los costos acumulados del mismo son llevados al gasto en el mismo año en que esto se determina.

La estimación de reservas de hidrocarburos está sujeta a varias incertidumbres inherentes a la determinación de las reservas probadas, las tasas de recuperación de producción, la oportunidad con que se efectúan las inversiones para desarrollar los yacimientos y el grado de maduración de los campos.

#### **(m) Cargos Diferidos**

Los cargos diferidos incluyen el impuesto de renta diferido, el cual corresponde al impuesto de renta originado en las diferencias temporales entre la base para determinar la utilidad comercial y la renta líquida gravable de cada año.

#### **(n) Otros Activos**

Incluye el crédito mercantil, que corresponde a la diferencia entre el valor de compra de las inversiones patrimoniales en entidades controladas o bajo control conjunto y su valor intrínseco, el cual refleja los beneficios económicos que se esperan tener de la inversión, originados en buen nombre, personal especializado, reputación de crédito privilegiado, prestigio por vender mejores productos y servicios, localización favorable y expectativas de nuevos negocios, entre otros.

El crédito mercantil es amortizado con base en metodologías de reconocido valor técnico durante el plazo en que se espera recuperar la inversión. Al cierre de cada

período contable, el grupo empresarial debe evaluar el crédito mercantil a efectos de verificar si las condiciones de generación de beneficios económicos futuros se mantienen; en caso contrario, debe proceder al retiro de este activo. Si el valor en libros de la inversión patrimonial más el valor en libros del crédito mercantil que incluye su costo histórico conjugado con todos los ajustes de precio y las amortizaciones es superior al valor de mercado, por la diferencia se procede al retiro de este activo en el respectivo año, con cargo a resultados, revelando las razones que fundamentaron tal decisión.

Los activos intangibles por software, licencias y patentes se reconocen por su costo de adquisición, desarrollo o producción. Los intangibles se amortizan por el método de línea recta durante los períodos en los cuales se espera percibir los beneficios de los costos y gastos incurridos o la duración del amparo legal o contractual de los derechos otorgados.

**(o) Valorizaciones**

a. Inversiones

Las valorizaciones corresponden a las diferencias entre el valor neto en libros y su valor intrínseco o su precio de cotización en la Bolsa de Valores.

b. Propiedades, planta y equipo

Las valorizaciones y el superávit por valorizaciones de propiedades, planta y equipo, corresponden a la diferencia entre el costo neto en libros y el valor de mercado para los bienes raíces o el valor actual en uso (VAU) para planta y equipo, determinado por peritos inscritos en la lonja de propiedad raíz o por personal técnico idóneo, según el caso.

La metodología utilizada para el avalúo de planta y equipo es el valor actual en uso (VAU) para negocios en marcha, para la valoración económica de los bienes, considerando las condiciones actuales de instalación y su vida útil en condiciones de producción y generación de ingresos.

No es obligatoria la actualización de los bienes muebles, cuyo costo histórico, individualmente considerado, sea inferior a 35 salarios mínimos mensuales legales vigentes, ni las propiedades, planta y equipo ubicadas en zona de alto riesgo.

**(p) Obligaciones Financieras**

Las operaciones de crédito público corresponden a los actos o contratos que, de conformidad con las disposiciones legales sobre crédito público, tienen por objeto dotar a la Empresa de recursos, bienes y servicios, con plazo para su pago, tales como empréstitos, emisiones y colocación de bonos y títulos de deuda pública, y crédito de proveedores.

Tratándose de préstamos, las operaciones de crédito público deben reconocerse por el valor desembolsado; los bonos y títulos colocados se reconocen por su valor nominal. Los costos de emisión son llevados directamente al gasto.

**(q) Cuentas por Pagar - Proveedores**

Corresponden a las obligaciones adquiridas por las compañías del grupo empresarial con terceros, relacionadas con el desarrollo de su objeto social.

**(r) Impuesto sobre la Renta**

La provisión de impuesto de renta para el cierre del año se calculó en cada compañía, aplicando a la utilidad contable antes de impuestos la tasa efectiva de tributación determinada con base en la conciliación de la utilidad comercial con la renta líquida gravable.

El efecto de las diferencias temporales que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, se contabiliza como impuesto diferido activo o pasivo, según corresponda, siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el caso del impuesto diferido activo, o se generan suficientes rentas gravables para recuperar el impuesto respecto del impuesto diferido pasivo. El impuesto diferido es calculado a la tasa del 33%.

#### **(s) Obligaciones Laborales y Pensionales**

Se destaca principalmente el régimen salarial y prestacional para el personal de Ecopetrol S.A., el cual se rige por la Convención Colectiva de Trabajo, el Acuerdo 01 de 1977 y, en su defecto, por el Código Sustantivo de Trabajo. Además de las prestaciones legales, los empleados tienen derecho a los beneficios adicionales convenidos, los cuales dependen tanto del lugar, clase de trabajo, tiempo de servicio, como del salario básico. Se reconocen intereses al 12% anual sobre los montos acumulados por cesantías a favor de cada trabajador y se prevé el pago de indemnizaciones cuando se presenten circunstancias especiales que den lugar a la terminación del contrato, sin justa causa, y en períodos diferentes al de prueba.

El cálculo actuarial incluye empleados activos con contrato a término indefinido, jubilados y herederos, para los conceptos de pensiones, salud y educación; igualmente, incluye los bonos pensionales para los empleados temporales, empleados activos y jubilaciones voluntarias. Es importante tener en cuenta que salud y educación no hacen parte de los pasivos pensionales, estos forman parte de las obligaciones prestacionales.

Todas las prestaciones sociales de empleados ingresados con anterioridad a 1990 son responsabilidad de Ecopetrol sin intervención de organismo o institución de seguridad social. El costo de los servicios de salud del empleado y de sus familiares inscritos a cargo de la Empresa se determina mediante la tabla de morbilidad, preparada con base en los hechos acaecidos durante 2011. Igualmente, se considera la experiencia de Ecopetrol para el cálculo de los auxilios educacionales, en función del costo promedio anual de cada uno de los negocios, subdivididos de acuerdo con la clase de estudios: preescolar, primaria, bachillerato y universidad.

Para los trabajadores que ingresaron a partir de la vigencia de la Ley 50 de 1990, la Empresa hace aportes periódicos para cesantías, pensiones y riesgos profesionales a los respectivos fondos que asumen en su totalidad estas obligaciones. Igualmente, la Ley 797 del 29 de enero de 2003, determinó que a los trabajadores de Ecopetrol que ingresaron a partir de esa fecha se les aplicará lo dispuesto en el Régimen General de Pensiones.

Por virtud del Acto Legislativo 01 de 2005, sancionado por el Congreso de la República, el 31 de julio de 2010, expiraron en Colombia los regímenes de pensiones exceptuados del Sistema General de Seguridad; de acuerdo con lo allí establecido, el pronunciamiento jurídico del Ministerio de la Protección Social sobre la materia y el análisis de los asesores laborales de Ecopetrol, se concluyó que quienes antes del 1° de agosto de 2010 cumplieron los requisitos de edad y tiempo de servicio, continuo o discontinuo, exigidos por la ley, la Convención Colectiva de Trabajo vigente y/o el Acuerdo 01 de 1977, consolidaron su derecho a la pensión; mientras que los demás trabajadores que no quedaron cubiertos ingresan obligatoriamente al Sistema General de Pensiones y será la administradora de pensiones (ISS o Fondo Privado de Pensiones) escogida por el trabajador, la encargada de reconocer y pagar la respectiva pensión.

Siguiendo lo establecido en el Decreto 941 de 2002, una vez aprobado el cálculo actuarial por parte del Ministerio de Hacienda en octubre de 2008 y aprobado el mecanismo por parte del Ministerio de Protección Social, mediante acto administrativo del 29 de diciembre de 2008, la Empresa conmutó parcialmente el valor correspondiente a mesadas de su pasivo pensional, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional (PAP). Los fondos trasladados, al igual que sus rendimientos, no pueden

cambiar su destinación ni ser reintegrados a la Empresa hasta que se hayan cumplido todas las obligaciones pensionales.

La obligación conmutada cubre el pago de las mesadas y bonos pensionales, lo concerniente a salud y educación permanece dentro del pasivo laboral a cargo de Ecopetrol.

En caso de que los rendimientos de los patrimonios autónomos no sean suficientes para cubrir el 100% del valor del cálculo actuarial actualizado cada año, Ecopetrol deberá girar los recursos para completar el fondeo del pasivo pensional, toda vez que Ecopetrol continúa siendo responsable patrimonialmente por el pago del pasivo pensional conmutado.

Mediante la Resolución 1555 del 30 de julio de 2010, la Superintendencia Financiera reemplazó las Tablas de Mortalidad utilizadas en la elaboración de los cálculos actuariales y estableció que el efecto del cambio en las mismas podría reconocerse en forma gradual. Posteriormente, el Decreto 4565 del 7 de diciembre de 2010, modificó las normas contables sobre amortización del cálculo actuarial vigentes hasta esa fecha. Conforme al nuevo decreto, las compañías que al 31 de diciembre de 2009 tenían amortizado el 100% de su cálculo actuarial, podrán amortizar de manera gradual el incremento en el cálculo actuarial de 2010 estimado, utilizando las nuevas Tablas de Mortalidad, hasta el año 2029.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el año 2010, Ecopetrol modificó su política contable de amortización del cálculo actuarial de mesadas pensionales, cuotas partes y bonos pensionales (pasivo conmutado) y de salud; y adoptó un plazo de 5 años a partir de 2010 para amortizar el incremento en el cálculo actuarial de 2010. Hasta el 2009, el incremento del año en el cálculo actuarial se registraba como gasto del período porque el cálculo actuarial estaba amortizado al 100%.

**(t) Anticipos Recibidos de Ecogas para Atender Obligaciones BOMT (Construcción, Operación, Mantenimiento y Transferencia)**

Derivado de la venta de Ecogas por parte del Gobierno Nacional y siguiendo instrucciones específicas de la Contaduría General de la Nación, se registró como ingreso diferido el valor presente neto del esquema de pagos futuros, en relación con la deuda de Ecopetrol con los contratistas BOMT. Dichos pasivos vencen en 2017, año en que culminan los pagos a las obligaciones con los contratistas.

**(u) Compras de Hidrocarburos**

Ecopetrol compra hidrocarburos que la ANH recibe de toda la producción en Colombia, a precios establecidos según la sección cuarta de la Ley 756 de 2002 y la Resolución 18-1709 de 2003 del Ministerio de Minas y Energía, considerando los precios internacionales de referencia.

Adicionalmente, compra hidrocarburos tanto a socios como a otros productores en Colombia y en el exterior, con el objeto de cubrir las necesidades y planes operativos del grupo empresarial.

**(v) Reconocimiento de Ingresos**

Los ingresos por las ventas de petróleo crudo y gas, se reconocen en el momento de la transferencia de dominio al comprador, contados sus riesgos y beneficios. En el caso de productos refinados y petroquímicos, los ingresos se reconocen cuando los productos son despachados por la refinería; posteriormente, son ajustados de acuerdo con los volúmenes efectivamente entregados. Los ingresos por servicios de transporte se reconocen cuando los productos son transportados y entregados al comprador conforme a los términos de la venta. En los demás casos, los ingresos se reconocen en el momento en que se han devengado y nace el derecho cierto, probable y cuantificable de exigir su pago.

El ingreso por intereses de mora en el recaudo de la cartera se reconoce atendiendo los principios de prudencia y realización.

En virtud de la normatividad vigente, Ecopetrol S.A. y Sociedad Refinería de Cartagena S.A., venden a precio regulado y el Gobierno Nacional reconoce a estas empresas el monto del subsidio de la gasolina motor corriente y ACPM, otorgado al consumidor local, el cual se genera por la sumatoria de las diferencias, para cada día del mes, entre el ingreso regulado al productor y el precio diario equivalente al referenciado al mercado del golfo de los Estados Unidos de América, calculado según su origen, y multiplicado por los volúmenes vendidos diariamente. La Resolución 182439 y el Decreto 4839 de diciembre de 2008 establecen el procedimiento de reconocimiento de subsidios en el caso en que éstos sean negativos (valor negativo entre el precio de paridad y el precio regulado).

En marzo de 2010, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 180522, la cual deroga las disposiciones que le sean contrarias a las Resoluciones 181496 de septiembre de 2008, 182439 del 30 de diciembre de 2008 y 180219 del 13 de febrero de 2009 y modifica las fórmulas de cálculo de los precios de referencia internacional de la gasolina motor y el ACPM.

#### **(w) Costos de Ventas y Gastos**

Los costos son reconocidos por su valor histórico tanto para los bienes adquiridos para la venta, como para los costos de producción acumulados de los bienes producidos y los servicios prestados. Los costos son revelados acorde con la operación que lo genera.

Los gastos corresponden a montos requeridos para el desarrollo de la actividad ordinaria e incluyen los originados por situaciones de carácter extraordinario. Los gastos son revelados de acuerdo con su naturaleza y la ocurrencia de eventos extraordinarios.

Los costos y gastos se reconocen al recibo de los bienes o servicios o cuando existe la certeza de la ocurrencia del hecho económico. Los faltantes y las pérdidas de combustible debido a hurtos y explosiones se registran como gastos no operacionales.

#### **(x) Abandono de Campos**

El grupo empresarial reconoce un pasivo estimado por obligaciones ambientales futuras y su contrapartida es un mayor valor de los activos de recursos naturales y del medio ambiente. La estimación incluye los costos de taponamiento y abandono de pozos, desmonte de facilidades y recuperación ambiental de áreas y pozos. Su amortización se imputa a los costos de producción, para lo cual se utiliza el método de unidades técnicas de producción, sobre la base de las reservas probadas desarrolladas remanentes. Los cambios resultantes de nuevas estimaciones del pasivo por abandono y restauración ambiental, son llevados al activo correspondiente.

Dependiendo de la extensión de ciertos contratos de asociación, los costos de abandono de campos son asumidos por los asociados en los mismos porcentajes de participación establecidos en cada contrato. Ecopetrol no ha asignado fondos para cubrir tales obligaciones con la excepción de los contratos de asociación de Casanare, Guajira, Tisquirama, Cravo Norte, y el oleoducto Caño Limón-Coveñas; sin embargo, en la medida en que se generen actividades relacionadas con el abandono de campos, éstas serán cubiertas por el grupo empresarial.

En el año 2010 se cambió la política de estimación del pasivo por costos de abandono, el cual se realiza en dólares y se pasó a pesos, en razón a que las erogaciones que se programan son en su mayoría en pesos (superiores al 70%).

#### **(y) Contabilización de Contingencias**

A la fecha de emisión de los estados financieros consolidados pueden existir condiciones que resulten en pérdidas para la Empresa, pero que sólo se conocerán si en el futuro determinadas circunstancias se presentan. Dichas situaciones son evaluadas por la Administración, la Vicepresidencia Jurídica y los asesores legales en cuanto a su naturaleza, la probabilidad de que se materialicen y los importes involucrados, para decidir sobre los cambios a los montos aprovisionados y/o revelados. Este análisis incluye los procesos legales vigentes contra las compañías del grupo empresarial.

La metodología aplicada para evaluar los procesos jurídicos y cualquier obligación contingente se fundamenta en el sistema de créditos de la Nación empleada por el Ministerio del Interior y de Justicia.

Se registra provisión para procesos judiciales cuando exista sentencia condenatoria de primera instancia o que el resultado de la valoración del riesgo corresponda a "Probable Perder".

**(z) Riesgos e Incertidumbres**

Las compañías del grupo empresarial están sujetas a ciertos riesgos de operación propios de la industria en Colombia y en el exterior, tales como terrorismo, hurtos de productos, cambios internacionales del precio del crudo, daños ambientales y variaciones en las estimaciones de reservas de hidrocarburos.

**(aa) Cuentas de Orden**

Las cuentas de orden deudoras y acreedoras representan la estimación de los hechos o circunstancias que pueden afectar la situación financiera, económica, social y ambiental del grupo empresarial. Así mismo, revelan el valor de los bienes, derechos y obligaciones que requieren ser controlados e incluyen, adicionalmente, las diferencias entre la información contable y la utilizada para propósitos tributarios.

**(2) Activos y Pasivos Nominados en Moneda Extranjera**

Las operaciones y saldos en moneda extranjera se convierten a la tasa de cambio representativa del mercado certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia.

Al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, los estados financieros consolidados de Ecopetrol incluyeron los siguientes activos y pasivos denominados en moneda extranjera (que se convierten a pesos colombianos a las tasas de cambio de cierre, \$1,942.70 y \$1,913.98 por US\$1, respectivamente).

	Diciembre 2011		Diciembre 2010	
	Miles de dólares	Millones de pesos equivalentes	Miles de dólares	Millones de pesos equivalentes
<b>Activos</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.387.341	2.695.187	822.496	1.574.241
Inversiones	3.142.338	6.104.620	2.400.833	4.595.146
Cuentas y documentos por cobrar	2.722.535	5.289.069	766.604	1.467.265
Anticipos, avances y depósitos	58.644	113.928	681.508	1.304.393
Otros activos	4.024	7.817	47.498	90.910
	<u>7.314.882</u>	<u>14.210.621</u>	<u>4.718.939</u>	<u>9.031.955</u>
<b>Pasivos</b>				
Obligaciones financieras	1.700.334	3.303.239	1.668.906	3.194.253
Pasivos estimados y provisiones	248.652	483.056	55.081	105.424
Cuentas por pagar y vinculados	1.135.850	2.206.616	757.365	1.449.581
Otros pasivos	663.960	1.289.875	422.251	808.180
	<u>3.748.796</u>	<u>7.282.786</u>	<u>2.903.603</u>	<u>5.557.438</u>
Posición neta activa	<u>3.566.086</u>	<u>6.927.835</u>	<u>1.815.336</u>	<u>3.474.517</u>

### (3) Efectivo y Equivalentes de Efectivo

El siguiente es un detalle del efectivo y equivalentes de efectivo:

	Diciembre 2011	Diciembre 2010
Bancos y corporaciones (1)	5.258.620	2.124.461
Fondos especiales (2)	1.043.726	555.716
Inversiones a la vista(3)	279.583	1.046.131
Caja	3.699	470
	<u>6.585.628</u>	<u>3.726.778</u>

(1) Corresponde a anticipos entregados por los socios a Ecopetrol S.A. para uso exclusivo en la operación conjunta por \$52.533 (2010 – \$11.217) y recursos propios del grupo empresarial por \$5.206.087 (2010 - \$2.113.244)

(2) Incluye ahorros en fondos especiales en pesos y moneda extranjera por \$945.035 (2010 - \$400.795) e inversiones en operaciones overnight por \$80.109 (2010 - \$154.899).

(3) Se encuentra representada por inversiones a la vista, principalmente CDT's y operaciones overnight, entre los cuales se destacan principalmente: \$99.435 de Ocesa S.A, \$83.482 de Reficar, \$56.358 de Hocol, \$14.838 de Ecopetrol Óleo E Gas Do Brasil y \$11.934 de Equión.

La variación corresponde principalmente a Certificados de Depósito a Término (CDT) en moneda extranjera que Ecopetrol S.A. mantenía al cierre de 2010. A diciembre de 2011 la totalidad de estas inversiones fue consumida por requerimientos de capital de trabajo para su programación de pagos esperados y realizados.

**(4) Inversiones**

El siguiente es un detalle de las inversiones (\*):

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Corriente		
Renta fija (1)		
Bonos y títulos de entidades privadas o del exterior	512.378	132.261
Bonos emitidos por el Gobierno Colombiano	398.959	-
Depósitos a término	194.309	-
Títulos de tesorería – TES	191.204	1.463
Fondos de inversión administrados por terceros	149.021	188.461
Otras inversiones	86.026	5.597
Instrumentos financieros de cobertura	14	-
<b>Total corriente</b>	<b>1.531.911</b>	<b>327.782</b>
No corriente		
Renta Variable - Acciones (2)	1.020.059	830.170
Renta fija		
Bonos y títulos de entidades del exterior	3.303.859	2.275.466
Bonos emitidos por el Gobierno Colombiano	869.710	642.449
Títulos de tesorería - TES	-	1.067.799
Fondo destinación específica - Contingencias Legales	273.805	361.607
Otras inversiones	7.372	-
<b>Total no corriente</b>	<b>5.474.805</b>	<b>5.177.491</b>

(1) El movimiento de estas inversiones corresponde a programaciones realizadas por la mesa de dinero para cubrir los requerimientos de capital de trabajo con que debe contar la empresa para sus operaciones normales de deuda.

(2) Renta variable – Acciones:

El resumen de las inversiones a largo plazo de renta variable a 31 de diciembre de 2011, reconocidas por el método del costo se expresan a continuación:

<b>Participación accionaria</b>	<b>Número de acciones y/o cuotas</b>	<b>Porcentaje participación</b>	<b>Fecha de valoración</b>	<b>Costo</b>	<b>Valor de mercado / intrínseco</b>	<b>Valorización / desvalorización</b>
<b>ESTRATÉGICAS</b>						
Amandine Holding	500	100	Marzo	6.657	6.657	0
Los Arces Group	10.001	100	Marzo	5.100	5.100	0
Zona Franca Cartagena S.A.	290	10	Noviembre	392	1.755	1.363
Concentra S.A.	84.000	5	Octubre	85	92	7
Sociedad Portuaria del Dique	200	1	Noviembre	5	17	12
				<b>12.239</b>	<b>13.621</b>	<b>1.382</b>
<b>NO ESTRATÉGICAS</b>						

Empresa de Energía de Bogotá	631.098.000	6,87	Diciembre	154.376	741.540	587.164
(1) Interconexión Eléctrica S.A	58.925.480	5,32	Diciembre	<u>69.549</u>	<u>659.966</u>	<u>590.417</u>
				<b><u>223.925</u></b>	<b><u>1.401.506</u></b>	<b><u>1.177.581</u></b>

El resumen de las inversiones a largo plazo de renta variable a 31 de diciembre de 2010, reconocidas por el método del costo se expresan a continuación:

<b>PARTICIPACION ACCIONARIA</b>	<b>Número de acciones y/o cuotas</b>	<b>Porcentaje participación</b>	<b>Fecha de valoración</b>	<b>Costo</b>	<b>Valor de mercado / intrínseco</b>	<b>Valorización / desvalorización</b>
<b>ESTRATÉGICAS</b>						
Sociedad Portuaria Oleofinas	249.992	50	Diciembre	333	390	57
Zona Franca Cartagena S.A.	290	10	Noviembre	393	745	352
Sociedad Portuaria el Dique	200	0,5	Noviembre	5	5	-
				<b><u>731</u></b>	<b><u>1.140</u></b>	<b><u>409</u></b>
<b>NO ESTRATÉGICAS</b>						
Empresa de Energía de Bogotá	6.310.980	7,35	Diciembre	169.421	1.101.266	931.845
Interconexión Eléctrica S.A	58.925.480	5,32	Diciembre	69.550	830.850	761.300
<b>Total no estratégicas</b>				<b><u>238.971</u></b>	<b><u>1.932.116</u></b>	<b><u>1.693.145</u></b>

El resumen de las inversiones a largo plazo de renta variable al 31 de diciembre de 2011, reconocidas por el método de participación patrimonial, es como sigue:

<b>Participación Accionaria</b>	<b>Número de acciones y/o cuotas</b>	<b>Porcentaje participación</b>	<b>Fecha de valoración</b>	<b>Costo histórico</b>	<b>Costo en libros</b>	<b>Efecto método de participación</b>
<b>Influencia importante</b>						
Serviport S. A.	53.714.116	49	Noviembre	2.081	5.129	3.048
Ecodiesel Colombia S. A.	10.500.000.000	50	Diciembre	10.500	10.681	181
Offshore International Group	250	50	Diciembre	408.517	493.171	84.654
Invercolsa S. A.	1.213.801.146	43,35	Noviembre	61.672	232.757	171.085
Sociedad Portuaria Olefinas	249.992	50	Noviembre	333	329	(4)
Transgas	27.372.771	20	Noviembre	4.051	41.828	37.777
<b>Total</b>				<b><u>487.154</u></b>	<b><u>783.895</u></b>	<b><u>296.741</u></b>

El resumen de las inversiones a largo plazo de renta variable al 31 de diciembre de 2010, reconocidas por el método de participación patrimonial, es como sigue:

<b>PARTICIPACION ACCIONARIA</b>	<b>Número de acciones y/o cuotas</b>	<b>Porcentaje participación</b>	<b>Fecha de valoración al 2010</b>	<b>Costo histórico</b>	<b>Costo en libros</b>	<b>Efecto método de participación</b>
<b>Influencia importante</b>						
Offshore International Group	250	50	Diciembre	404.664	390.479	(14.185)
Invercolsa S. A.	889.410.047	31,76	Noviembre	60.282	170.523	110.241
Ecodiesel Colombia S. A.	7.750.000.000	50	Noviembre	10.500	11.706	1.206
Serviport S. A.	53.714.116	49	Noviembre	2.081	7.182	5.101
Amadine Holding		100	Marzo	6.657	6.658	1

	500		Marzo			
Arces Group	10.001	100		<u>6.000</u>	<u>3.920</u>	<u>(2.080)</u>
<b>Total</b>				<b><u>490.184</u></b>	<b><u>590.468</u></b>	<b><u>100.284</u></b>

### Restricciones sobre las inversiones a largo plazo – Renta variable:

Dentro de los avances del proceso jurídico de INVERCOLSA, a 31 de diciembre de 2011, se destaca la concesión del recurso de casación por parte del Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá y la fijación de una caución por un monto de: \$4.354, la cual fue consignada en el Banco Agrario de Colombia, suspendiéndose el cumplimiento de la sentencia emitida el 11 de enero de 2011. Desde el 14 de diciembre de 2011 se encuentra el recurso de casación en el Despacho del Magistrado Ponente para fines de la admisión del mismo. Cabe recordar que la sentencia de apelación del 11 de enero de 2011, ordenó: i) Anular la compra de las 145.000.000 acciones de Invercolsa efectuada por Fernando Londoño Hoyos, ii) Inscribir en el libro de accionistas la cancelación de dicha adquisición, incluyendo la prenda a favor de los Bancos del Pacífico Colombia y Panamá; y la dación en pago de las acciones de Arrendadora Financiera Internacional Bolivariana S.A., iii) Inscribir en el libro de accionistas a favor de Ecopetrol el número de acciones y expedir los respectivos títulos, como si nunca se hubiere realizado la venta.

En los meses de octubre y noviembre de 2011, se recibieron la tercera y cuarta cuotas, respectivamente, de los dividendos decretados en marzo de 2011.

La actividad económica y resultado neto de los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, para las entidades en las que el grupo empresarial Ecopetrol tiene inversiones son:

<b>Compañía</b>	<b>Actividad Económica</b>	<b>Utilidad (pérdida) neta a diciembre de 2011</b>	<b>Utilidad (pérdida) neta a diciembre 2010</b>
Interconexión Eléctrica S. A. (2)	Operación, mantenimiento, transmisión y comercialización de energía eléctrica.	336.776	305.496
Empresa de Energía de Bogotá S. A. E.S.P (1)	Transmisión energía eléctrica	226.124	1.074.394
Invercolsa S. A. (3)	Inversiones en sociedades del sector energético incluyendo actividades propias de la industria y el comercio de hidrocarburos y de la minería.	59.946	87.755
Serviport S. A. (3)	Servicios para el apoyo de cargue y descargue de naves petroleras, suministro de equipos para el mismo propósito, inspecciones técnicas y mediciones de carga.	(368)	(1.637)

(*) Ecodiesel Colombia S. A. (2)	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleoquímicos.	-	2.073
Offshore International Group (2)	Exploración, desarrollo, producción y procesamiento de hidrocarburos	76.680	109.283
(1)	Información a septiembre de 2011		
(2)	Información a diciembre de 2011		
(3)	Información a noviembre de 2011		

(\*) Entidad en etapa preoperativa.

Las filiales de Ecopetrol a 31 de diciembre de 2011 presentan los siguientes saldos:

<b>Compañía</b>	<b>Activos</b>	<b>Pasivos</b>	<b>Patrimonio</b>	<b>Resultados del período</b>
Hocol Petroleum Limited	3.014.227	735.644	2.278.583	629.920
Equion Energía Limited	3.173.242	954.496	2.218.746	426.454
ODL Finance S. A.	2.141.360	1.463.605	677.755	82.046
Polipropileno del Caribe S.A.	1.174.623	518.385	656.238	31.827
Compounding and masterbatching Industry Ltda - COMAI	122.153	39.706	82.447	25.698
Black Gold Re Ltd	288.870	37.296	251.574	24.350
Ecopetrol Transportation Investments	701.151	68	701.083	9.029
Ecopetrol Transportation Company	1.236.623	0	1.236.623	5.541
Ecopetrol Globla Capital SL	8	0	8	0
Oleoducto Central S.A.	4.612.852	1.268.189	3.344.663	0
Ecopetrol Capital AG	1.870.902	1.872.127	(1.225)	(1.440)
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	1.499.815	776.390	723.425	(3.501)
Oleoducto de Colombia S.A.	493.935	38.322	455.613	(8.101)
Bioenergy S.A.	275.011	176.614	98.397	(10.099)
Ecopetrol del Perú S. A.	73.638	5.226	68.412	(15.914)
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	241.331	257.838	(16.507)	(128.537)
Refinería de Cartagena	7.061.030	4.500.437	2.560.593	(161.993)
Ecopetrol America Inc	1.017.061	58.074	958.987	(197.372)

Las filiales de Ecopetrol al 31 de diciembre de 2010 presentan los siguientes saldos:

<b>Compañía</b>	<b>Activos</b>	<b>Pasivos</b>	<b>Patrimonio</b>	<b>Resultados del período</b>
Oleoducto Central S.A.	2.140.871	1.560.321	580.550	277.468
Hocol Petroleum Limited	2.348.365	712.051	1.636.314	232.762
Polipropileno del Caribe S.A.	1.062.360	426.305	636.055	65.439

Compounding and masterbatching Industry Ltda - COMAI	110.107	39.527	70.580	43.243
ODL Finance S. A.	1.854.165	1.414.707	439.458	18.553
Black Gold Re Ltd	236.143	12.928	223.215	12.215
Ecopetrol Capital AG	254.095	253.890	205	-
Ecopetrol Transportation Investments	681.468	18	681.450	(18)
Bioenergy S.A.	120.502	19.208	101.294	(3.536)
Oleoducto de Colombia S.A.	333.934	55.526	278.408	(6.052)
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	271.960	1.105	270.855	(16.615)
Ecopetrol del Perú S. A.	68.031	22.274	45.757	(94.920)
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	153.490	33.957	119.533	(211.460)
Refinería de Cartagena	4.201.911	1.475.395	2.726.516	(305.187)
Ecopetrol America Inc	950.578	27.140	923.438	(543.198)

La clasificación de las inversiones de tesorería depende de la finalidad de los recursos, su destino y su vencimiento. Se mantienen en el corto plazo las inversiones, cuyo vencimiento o realización es inferior a un año.

#### Vencimiento inversiones de renta fija

El resumen del vencimiento de las inversiones de renta fija no corriente al 31 de diciembre de 2011, se presenta a continuación:

<u>Vencimiento</u>	<u>1 - 3 Años</u>	<u>3 - 5 Años</u>	<u>&gt; 5 Años</u>	<u>Total</u>
Bonos y otros títulos del exterior	3.218.402	85.457	-	3.303.859
Bonos y otros títulos del gobierno	768.385	-	101.325	869.710
Fondo destinación específica	139.427	15.827	118.551	273.805
Otras inversiones	7.372	-	-	7.372
	<b><u>4.133.586</u></b>	<b><u>101.284</u></b>	<b><u>219.876</u></b>	<b><u>4.454.746</u></b>

El resumen del vencimiento de las inversiones de renta fija no corriente al 31 de diciembre de 2010, se presenta a continuación:

<u>Vencimiento</u>	<u>1 - 3 Años</u>	<u>3 - 5 Años</u>	<u>&gt; 5 Años</u>	<u>Total</u>
Bonos y otros títulos del exterior	1.968.578	306.888	-	2.275.466
Bonos y otros títulos del gobierno	473.358	123.532	45.560	642.450
Títulos de término TES	485.038	217.793	364.968	1.067.799
Fondo destinación específica	144.035	11.872	205.699	361.606
	<b><u>3.071.009</u></b>	<b><u>660.085</u></b>	<b><u>616.227</u></b>	<b><u>4.347.321</u></b>

#### (5) Cuentas y Documentos por Cobrar

El siguiente es un detalle de las cuentas y documentos por cobrar:

	<u>Diciembre 2011</u>	<u>Diciembre 2010</u>
<b>Parte corriente</b>		
Nacionales	964.697	868.238
Exterior	2.578.421	1.282.132
Diferencial de precios por cobrar al Ministerio de Minas y Energía (1)	571.742	163.386
Deudores varios	432.610	287.594

Reintegros y rendimientos de inversiones	2.968	3.141
Contratos de asociación - operaciones conjuntas	12.234	60.026
Cuentas por cobrar al personal	61.005	33.171
Deudas de difícil cobro	131.750	100.218
Clientes servicios industriales	19.005	26.241
Documentos por cobrar	75	13.845
<b>Total</b>	<b>4.774.507</b>	<b>2.837.992</b>
Menos - Provisión para cuentas de dudoso recaudo	(138.673)	(101.400)
<b>Total corriente</b>	<b>4.635.834</b>	<b>2.736.592</b>
<b>Parte no corriente</b>		
Nacionales	1.183	-
Exterior	3.143	-
Cavipetrol - préstamos a empleados (2)	282.947	245.824
Cartera de créditos (3)	5.836	20.156
Otros	114.820	106.293
<b>Total no corriente</b>	<b>407.929</b>	<b>372.273</b>

Determinación y clasificación de la cartera de clientes al 31 de diciembre de 2011, de acuerdo con su vencimiento:

	<b>Días de vencimiento</b>		
	<b>0 - 180</b>	<b>181 - 360</b>	<b>Más de 361*</b>
Cartera corriente	3.210.484	1.051	-
Cartera en mora	225.900	105.683	4.326
	<u>3.436.384</u>	<u>106.734</u>	<u>4.326</u>
Clientes nacionales	963.646	1.051	1.183
Clientes del exterior	2.472.738	105.683	3.143
	<u>3.436.384</u>	<u>106.734</u>	<u>4.326</u>

Determinación y clasificación de la cartera de clientes al 31 de diciembre de 2010, de acuerdo con su vencimiento:

	<b>Días de vencimiento</b>		
	<b>0 - 180</b>	<b>181 - 360</b>	<b>Más de 361*</b>
Cartera corriente	1.898.641	33	0
Cartera en mora	92.043	107.757	0
	<u>1.990.684</u>	<u>107.790</u>	<u>0</u>
Clientes nacionales	818.783	1.554	0
Clientes del exterior	1.171.901	106.236	0
	<u>1.990.684</u>	<u>107.790</u>	<u>0</u>

\* Cartera de clientes incluida dentro de deudas de difícil cobro.

El siguiente es el movimiento de la provisión de cuentas por cobrar:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Saldo inicial</b>	<b>101.400</b>	<b>64.063</b>

Adiciones (nuevas provisiones)	32.422	169.789
Recuperación de provisiones	(365)	(68.772)
Castigo de cartera	(770)	(60.866)
Ajuste a provisiones existentes	5.986	(2.814)
<b>Saldo</b>	<b>138.673</b>	<b>101.400</b>

- (1) Cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público por concepto del cálculo diferencial de precios de gasolina motor regular y el ACPM, de acuerdo con la Resolución No. 180522 emitida el 29 de marzo de 2010.
- (2) Mediante los contratos Leg 058-80 de 1980 y 4008928 de 2006, se otorgó la administración, manejo y control a Cavipetrol de los préstamos a los empleados de la Empresa. En su calidad de administrador, Cavipetrol custodia, en su base de datos y sistema financiero, el detalle por trabajador de dichos préstamos y sus respectivas condiciones.

Los recaudos futuros de las cuentas por cobrar a Cavipetrol a 31 de diciembre de 2011 se estiman de la siguiente manera:

<u>Año</u>	<u>Valor</u>
2.012	-
2.013	34.531
2.014	32.931
2015 y siguientes	215.485
	<b>282.947</b>

No existen restricciones de importancia para la recuperación de las cuentas y documentos por cobrar.

- (3) Un resumen de la cartera de crédito de largo plazo a recuperar en cada uno de los cinco años siguientes es como sigue:

<b>Tasa de interés aplicable</b>	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>	<b>Año 5</b>	<b>Superior a 5 años</b>
	<b>Dic-12 a Nov-13</b>	<b>Dic-13 a Nov-14</b>	<b>Dic-14 a Nov-15</b>	<b>Dic-15 a Nov-16</b>	<b>Dic-16 a Nov-17</b>	
- -						
DTF mes anterior	33	-	-	-	-	-
IPC + 6	115	-	-	-	-	-
IPC	37	19	19	19	19	79
Tasa de oportunidad ECP- Promedio Bancos	285	-	-	-	-	-
DTF + 6 puntos	10	-	-	-	-	-
Mayor entre el 6% EA e IPC para período semestral desde julio 2009	5.201	-	-	-	-	-
<b>Total recuperación anual</b>	<b>5.681</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>79</b>

DTF: Promedio de tasas de interés para depósitos a término fijo emitidas por la Superintendencia Financiera.

IPC: Índice de Precios al Consumidor publicado por el Gobierno colombiano.

ECP: Ecopetrol

EA: Tasa Efectiva Anual

#### (6) **Inventarios**

El siguiente es un detalle de los inventarios:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Productos terminados</b>		
Petróleo crudo	1.094.691	772.405
Combustibles	701.665	491.565
Petroquímicos	85.411	103.007
<b>Productos comprados</b>		
Combustibles	43.527	165.067
Petróleo crudo	116.398	91.696
Petroquímicos	24.042	4.081
Gas natural	392	-
<b>Materias primas</b>		
Petróleo crudo	187.048	157.390
Petroquímicos	32.087	21.753
<b>Productos en proceso</b>		
Combustibles	396.270	335.613
Petroquímicos	12.523	10.398
Material de empaque	5.139	-
<b>Materiales para producción de bienes</b>	65.706	53.252
<b>Materiales en tránsito</b>	24.359	5.158
<b>Total</b>	<b>2.789.258</b>	<b>2.211.385</b>
<u>Menos</u> – Provisión de inventarios	(27.653)	(19.297)
<b>Total</b>	<b>2.761.605</b>	<b>2.192.088</b>

El movimiento de la provisión de inventarios es:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Saldo inicial</b>	19.297	45.012
Aumento (disminución) de la provisión	8.356	(25.715)
<b>Saldo final</b>	<b>27.653</b>	<b>19.297</b>

(7) **Anticipos, Avances y Depósitos**

El siguiente es un detalle de los anticipos, avances y depósitos:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Corto plazo</b>		
Entidades oficiales (1)	2.851.195	1.674.428
Anticipos a proyectos de inversión (2)	1.749	1.163.132
Asociados en operaciones conjuntas (3)	232.492	562.779
Agentes de aduana	62.074	37.824
Anticipos a contratistas	40.129	65.245
Convenios (4)	18.911	18.733
Anticipos a trabajadores	1.084	968
Anticipo a proveedores	252.308	97.208
<b>Total corto plazo</b>	<b>3.459.942</b>	<b>3.620.317</b>
<b>Largo plazo</b>		
Anticipos, avances y depósitos	144.482	288.735
<b>Total</b>	<b>3.604.424</b>	<b>3.909.052</b>

(1) Al 31 de diciembre de 2011, incluye principalmente transacciones de las empresas del grupo con la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales – DIAN, por concepto de anticipo de impuesto de renta año gravable 2011 por \$1.728.960; anticipo por autorretenciones \$640.769; saldo a favor por impuesto al valor agregado – IVA \$ 287.261 y otros por \$194.205.

(2) La variación corresponde principalmente a anticipo efectuado por Ecopetrol S.A. en 2010 por la adquisición de la sucursal colombiana de BP el cual se legalizó en enero de 2011. El saldo registrado a diciembre de 2011 corresponde a anticipos para adquisición de activos efectuados por las compañías Bioenergy S.A. por \$1.532 y Propilco S.A. por \$ 217.

(3) Operaciones asociadas:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Socios de contratos en los que Ecopetrol y sus filiales no son operadores:</b>		
Meta Petroleum Ltd.	45.140	287.853
Equion Energía Limited	-	11.204
Occidental de Colombia Inc.	15.012	14.721
Mansarovar Energy Colombia Ltd.	3.386	3.753
Petrobras Colombia Limited	13.406	12.507
Otras operaciones	26.027	22.046
Perenco Colombia Limited	27.324	13.122
Chevron Petroleum Company	4.197	81.171
Repsol	50	-
Vector Group	48	-
Larsen & Toubro	3.919	-
Petrobras Internacional Braspetro B.V.	4.866	2.321
CEPSA Colombia S. A.	583	4.337
Talisman Perú BV, Sucursal del Perú	563	19.200
Petróleo Brasileiro S.A. Petrobras	1.107	10
Petrobras Energía Perú S.A.	147	3.815
HESS BRASIL	-	3.142
<b>Contratos en los que Ecopetrol y sus filiales son operadores:</b>		
Oleoducto Caño Limón	36.137	47.429
Otras operaciones	27.138	15.951
La Cira	17.289	5.381
JOA Caño Sur	3.681	14.816
CRC 2004 - 01	2.401	-
JOA Platanillo	71	-
<b>Total</b>	<b>232.492</b>	<b>562.779</b>

(4) Representa los recursos girados a los trabajadores por concepto del anticipo del plan educacional.

**(8) Gastos Pagados por Anticipado**

El siguiente es un detalle de los gastos pagados por anticipado:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Seguros (1)	44.049	16.514
Otros (2)	8.325	5.433
<b>Total</b>	<b>52.374</b>	<b>21.947</b>

(1) De los seguros contratados \$24.007 corresponden a Ecopetrol S.A., con vigencia hasta mayo de 2012 y conformados por: i) Operativos, con un costo de \$43.739 y una amortización a 31 de diciembre de 2011 de \$21.814, ii) Administrativos, con un costo de \$4.207 y una amortización a esta misma fecha de \$2.124. Las demás compañías del grupo han contratado seguros por \$20.041.

(2) Incluye recursos para la adquisición y mantenimiento de los vehículos asignados a los funcionarios de nivel superior de Ecopetrol mediante leasing, el cual está manejado según Contrato No. 5203585 por Cavipetrol.

**(9) Depósitos Entregados en Administración**

Corresponde a fiducias de pensiones y costos de abandono, las cuales estaban constituidas a nombre de OXY y fueron recibidas en la terminación del contrato en la Asociación Cravo Norte – ACN, el cual se hizo efectivo en febrero de 2011.

**(10) Propiedades, Planta y Equipo, neto**

El siguiente es un detalle de las propiedades, planta y equipo, neto:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Planta y equipo	17.611.968	15.916.349
Construcciones en curso (1)	12.715.494	6.955.251
Ductos, redes y líneas	17.991.918	15.388.663
Edificaciones	3.559.907	3.362.595
Equipo en depósito y en tránsito	1.198.856	1.240.606
Equipo de cómputo	569.159	343.633
Equipo de transporte y otros activos	1.674.135	1.556.915
Plantaciones agrícolas	21.846	16.145
Materiales de operación	76.986	63.896
Terrenos	679.998	354.601
<b>Total</b>	<b>56.100.267</b>	<b>45.198.654</b>
Depreciación acumulada	(25.009.147)	(21.868.192)
Provisión por desvalorizaciones de propiedades, planta y equipo (2)	(1.057.740)	(1.064.204)
<b>Total</b>	<b>30.033.380</b>	<b>22.266.258</b>

- (1) Los valores más representativos corresponden a proyectos de Ecopetrol S.A., como el desarrollo de Castilla y Chichimene, planta GLP Cusiana, plan maestro de servicios industriales, modernización de la Refinería de Barrancabermeja y la optimización de los sistemas Galán – Pozos en transporte, Naftaducto Crudos Pesados mediante facilidades y conversión del oleoducto de 16" Apiay-Monterrey y 12" Monterrey-El Porvenir a Poliducto con cambio de sentido y facilidades. Por la operación asociada se destacan los proyectos de desarrollo Piedemonte, la Cira Infantas, Rubiales, Pauto y Moriche Buffer.

También incluye los intereses causados sobre el crédito sindicado por \$158.255, bonos emitidos en dólares y pesos por \$209.600 y \$75.390, respectivamente, los cuales fueron destinados a proyectos de inversión por \$198.108.

- (2) La provisión por desvalorizaciones de propiedades, plantas y equipos está compuesta principalmente por: \$879.062 de Ecopetrol S.A, \$167.054 de la sociedad Refinería de Cartagena S.A., \$5.427 por cuenta de America Inc.; \$4.567 de Oleoducto Central S.A., \$1.091 de Equión Energía Limited, \$429 de Oleoducto de Colombia S.A., \$62 por cuenta de Bioenergy y \$ 48 por parte de COMAI.

Resumen de las propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2011:

<b>Clase de activo</b>	<b>Costo ajustado</b>	<b>Depreciación acumulada</b>	<b>Valorización</b>	<b>Provisiones</b>
Planta y equipo	17.611.968	(11.551.625)	4.354.890	(348.240)
Ductos, redes y líneas	17.991.919	(10.876.272)	4.360.294	(354.404)
Construcciones en curso	12.715.494	-	-	-
Edificaciones	3.559.908	(1.432.962)	1.595.248	(122.010)
Equipos en depósito y en tránsito	1.198.856	(11)	-	-
Equipo de cómputo	569.159	(448.025)	42.014	(15.612)
Equipos de transporte y otros activos	1.695.980	(700.252)	396.355	(215.419)
Terrenos	679.997	-	1.648.057	(145)
Materiales de operación	76.986	-	-	(1.910)

<b>Total</b>	<b>56.100.267</b>	<b>(25.009.147)</b>	<b>12.396.858</b>	<b>(1.057.740)</b>
--------------	-------------------	---------------------	-------------------	--------------------

Resumen de las propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2010:

<b>Clase de activo</b>	<b>Costo ajustado</b>	<b>Depreciación acumulada</b>	<b>Valorización</b>	<b>Provisiones</b>
Planta y equipo	15.916.349	(9.774.126)	4.308.464	(408.265)
Ductos, redes y líneas	15.388.663	(9.946.601)	1.234.652	(353.284)
Construcciones en curso	6.955.251	-	-	-
Plantaciones agrícolas	16.145	-	-	-
Edificaciones	3.362.595	(1.277.854)	1.544.947	(122.037)
Equipos en depósito y en tránsito	1.240.606	-	-	-
Equipo de cómputo	343.633	(252.714)	39.448	(13.357)
Equipos de transporte y otros activos	1.556.915	(616.897)	414.596	(165.542)
Materiales de operación	63.895	-	-	(1.574)
Terrenos	354.602	-	1.833.015	(145)
<b>Total</b>	<b>45.198.654</b>	<b>(21.868.192)</b>	<b>9.375.122</b>	<b>(1.064.204)</b>

Sobre los activos no existen restricciones ni pignoraciones o entregas en garantía de obligaciones.

#### (11) Recursos Naturales y del Medio Ambiente, neto

El siguiente es un detalle de los recursos naturales y del medio ambiente, neto:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Inversiones petrolíferas amortizables (1)	29.991.872	20.245.470
<u>Menos:</u> Amortización acumulada de inversiones petrolíferas	<u>(18.055.338)</u>	<u>(10.574.904)</u>
	<b>11.936.534</b>	<b>9.670.566</b>
Costos de taponamiento y abandono, desmonte de facilidades y recuperación ambiental (2)	3.703.535	3.074.552
<u>Menos:</u> Amortización acumulada de abandono de instalaciones	<u>(1.626.621)</u>	<u>(1.443.451)</u>
	<b>2.076.914</b>	<b>1.631.101</b>
Yacimientos y aforos (3)	701.590	701.590
<u>Menos:</u> Agotamiento acumulado	<u>(622.040)</u>	<u>(612.310)</u>
	<b>79.550</b>	<b>89.280</b>
Exploraciones en curso (4)	1.347.789	383.592
<b>Total</b>	<b>15.440.787</b>	<b>11.774.539</b>

(1) Están conformadas por inversiones de Ecopetrol S.A. por valor de \$22.334.657; Equión por \$6.168.235 y Hocol por \$1.488.980.

(2) Los costos de abandono corresponden principalmente a Ecopetrol S.A. por \$3.636.717 y presentaron aumento por las actualizaciones del estudio de costos de abandono entregados por la Vicepresidencia de Producción al 30 de junio y 31 de diciembre de 2011, en aproximadamente \$603.981, incluyendo en éste nuevos campos como: Abarco, Los Ángeles - 12, Boquete, Cicuco, Totare, Acacias, Los

Potros, Clamaro y Casabe Sur. Se han presentado disminuciones por efecto de utilizaciones, en aproximadamente \$49.326, principalmente de los campos: La Cira, Tibú, Galán, Casabe, Capachos, Llanito, Lisama, Tesoro y Yariguí.

- (3) El aforo de reservas está representado en los yacimientos recibidos de las reversiones de contratos de concesión por \$520.218, administrados por las Gerencias Sur y, \$181.372, por Magdalena Medio, respectivamente.
- (4) Corresponde a: i) Ecopetrol S.A. por \$803.137, debido principalmente a la compra de la participación del 50% de Caño Sur a Shell y las perforaciones exploratorias principalmente de los pozos Caño Sur, Rumbero 1, Hidrocarburos no convencionales, Asociación Quifa, Tinkhana 1, Rumbero 1-Side Track 1 y Nunda cuyo valor aproximado asciende a \$286.491; ii) Ecopetrol Óleo e Gas Do Brasil por \$207.644; iii) Hocol por \$182.125 y iv) Equión por \$154.883.

## (12) Cargos Diferidos

El siguiente es un detalle de los cargos diferidos:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Impuesto sobre la renta diferido	1.582.996	1.492.942
Impuesto y sobretasa al patrimonio (Ver nota 17)	1.630.362	-
Otros cargos diferidos, neto (1)	696.476	497.826
Cargos corrección monetaria diferida, neto	40.226	49.372
	<b>3.950.060</b>	<b>2.040.140</b>

- (1) Incluye las inversiones realizadas en desarrollo del contrato de colaboración empresarial suscrito entre Ecopetrol y Schlumberger, con el fin de obtener una producción incremental en el campo Casabe; dichas inversiones se amortizan con base en las unidades técnicas de producción del campo.

## (13) Otros Activos

El siguiente es un detalle de los otros activos:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Crédito mercantil (1)	3.163.762	2.508.402
Intangibles (neto): marcas, licencias, patentes, software	405.582	129.610
Encargos fiduciarios (2)	83.129	80.490
Fondo Nacional de Regalías (3)	72.909	79.653
Otros activos (4)	166.009	58.552
Depósitos entregados en administración	321.361	294.899
	<b>4.212.752</b>	<b>3.151.606</b>

- (1) El crédito mercantil corresponde principalmente a Ecopetrol S.A. por \$3.162.862 y está compuesto por:

<b>Compañía</b>	<b>Fecha Adquisición</b>	<b>Valor Crédito Mercantil</b>	<b>Valor Amortizado</b>	<b>Pendiente de amortizar</b>	<b>Tiempo de amortización (años)</b>
-----------------	------------------------------	--	-----------------------------	-----------------------------------	--

Propilco S.A.	7/04/2008	\$ 327.986	68.002	259.984	17,8
Andean Chemicals	7/04/2008	357.629	74.152	283.477	17,8
	17/03/200				
IPL Enterprises	9	537.093	101.451	435.642	15
Offshore	06/02/200				
International	9	749.699	130.766	618.933	14
Hocol Petroleum	27/05/200				
Limited	9	801.911	109.686	692.225	16
Equión Energía	24/01/201				
Limited	1	957.513	84.912	872.601	10
		<b>3.731.8</b>		<b>3.162.8</b>	
<b>Total</b>		\$ <b>31</b>	<b>568.969</b>	<b>62</b>	

En lo corrido del año 2011 se presenta incremento en el crédito mercantil, principalmente por el reconocimiento de \$957.513 correspondiente a la compra de Equión Energía Limited, cuyo valor inicialmente establecido fue ajustado por concepto de traslado de impuestos y valoración de inversiones del balance inicial de compra.

### Earn Outs en Compañías Adquiridas

#### Hocol Petroleum Ltd.

El 26 de enero de 2011, Ecopetrol pagó a Maurel & Prom US\$65 millones adicionales en la adquisición de Hocol por el aumento en el precio promedio del barril de crudo. El valor equivalente en pesos se registró como mayor valor del crédito mercantil.

El 31 de marzo de 2011 se reconoció como mayor valor del crédito mercantil el equivalente en pesos de US\$27.3 millones, por los resultados exploratorios del pozo Hurón.

#### Offshore International Group (OIG)

El 22 de febrero de 2011, mediante giro realizado por Ecopetrol S. A. a Offshore Exploration and Production por valor de US\$146 millones, se da cumplimiento al compromiso adquirido, el cual dependía del comportamiento del precio promedio del barril de petróleo.

- (2) Incluyen principalmente: i) \$66.177 por aportes y participación en el Fondo Nacional de Hidrocarburos creado para apoyar futuros contratos de inversión, exploración y producción de hidrocarburos en campos menores, proyectos que son administrados por el Fondo de Capital Privado de Hidrocarburos de Colombia; ii) \$3.410 del Fondo Procuraduría creado para proyectos de beneficio general de los municipios cercanos al campo Cicuco de la operación directa: Cicuco, Mompox y Talaigua Nueva (la función de la fiducia es el giro de los dineros de acuerdo con el avance de los proyectos, los cuales van a ser ejecutados por los municipios a través de convenios con el Incoder y el Ministerio del Medio Ambiente); y iii) \$9.442 del Fondo Colpet, Cóndor y Sagoc para atender eventuales contingencias en la liquidación de estas antiguas filiales.
- (3) Corresponde a los depósitos del FAEP a favor de Ecopetrol para atender el remanente del Fondo Nacional de Regalías. Tiene como destino exclusivo el pago de deudas y la financiación de proyectos y programas de desarrollo de los municipios y departamentos productores y no productores de hidrocarburos. Ecopetrol hace desembolsos en la medida en que el Ministerio de Hacienda emite las respectivas aprobaciones.
- (4) Constituido por bienes adquiridos en leasing financiero por \$73.140 y fondos

restringidos por \$47.751, representados principalmente en depósitos judiciales destinados para atender demandas laborales, civiles y tributarias. Además, otros activos poseídos por ODL Finance S.A. por \$ 19.672; Ecopetrol del Perú S.A. por \$876 y \$233 de Ecopetrol Óleo e Gas Do Brasil.

**(14) Valorizaciones**

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Propiedades, planta y equipo (1)</b>		
Planta y equipo	4.354.890	4.308.465
Edificaciones	1.595.248	1.544.947
Terrenos	1.648.057	1.833.015
Ductos y líneas	4.360.294	1.234.652
Equipos de transporte y Otros activos	396.355	414.596
Equipo de comunicaciones y computación	42.014	39.447
	<b><u>12.396.858</u></b>	<b><u>9.375.122</u></b>

- (1) En la sociedad Ecopetrol S.A. se realizó, en lo corrido del año, la actualización del avalúo en los activos de las áreas de la Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo y en los departamentos de Cundinamarca y Santander, por \$32.341. Adicionalmente, se presentaron retiros de activos fijos que implicaron una disminución por \$33.682. La sociedad Ocesa S.A. actualizó su cifra de valorizaciones en \$2.818.520, debido principalmente a la valorización registrada de ductos y líneas por \$2.797.647 y terrenos por \$13.058.

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Inversiones de renta variable</b>		
Empresa de Energía de Bogotá S. A. ESP.	587.164	931.845
Interconexión Eléctrica S. A.	590.417	761.300
Propaise S.A.	-	57
Zona Franca de Cartagena S.A.	1.363	-
Sociedad Portuaria del Dique	12	-
Sociedad Portuaria Olefinas	57	-
Amandine Holding	-	-
Concentra S.A.	7	-
Zona Franca Industrial	-	352
	<b><u>1.179.020</u></b>	<b><u>1.693.554</u></b>
<b>Total</b>	<b><u>13.575.878</u></b>	<b><u>11.068.676</u></b>

**(15) Obligaciones Financieras**

El siguiente es un detalle de las obligaciones financieras:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Corriente</b>		
Deuda en moneda extranjera	171.408,00	226.726
Bonos emitidos	-	133.285
Deuda en moneda nacional (1)	660.186	719.158
<b>Total Corriente</b>	<b><u>831.594</u></b>	<b><u>1.079.169</u></b>

**No corriente**

Crédito externo - Bonos (2)	3.706.961	2.870.970
Deuda en moneda nacional (1)	3.263.017	3.962.745
Bonos emitidos (3)	1.000.000	1.000.000
<b>Total no corriente</b>	<b><u>7.969.978</u></b>	<b><u>7.833.715</u></b>

- (1) Corresponde principalmente al saldo de Ecopetrol S.A. por concepto del préstamo sindicado con once bancos nacionales por valor de \$2.043.731 (valor inicial de \$2.220.200 destinados a financiar programas de inversiones de la Empresa). De acuerdo con las condiciones de pago se amortizó capital en el 2011 por \$176.470. Se estima amortizar capital en el 2012 por \$440.041. El préstamo fue obtenido con las siguientes condiciones:

Plazo: 7 años, incluyendo 2 años de gracia

Pago de intereses: A partir de noviembre de 2009

Tasa: DTF + 4% trimestre anticipado

Amortización: Semestral

Garantía: Ecopetrol otorgó prenda cerrada de las acciones que posee directa o indirectamente en las siguientes compañías, con un cubrimiento mínimo del 120% del monto del crédito. Las acciones dadas en garantía fueron sustituidas a través del Otro Si No. 1 suscrito entre los bancos y Ecopetrol el 17 de noviembre de 2011. El valor de las garantías según el valor intrínseco de las acciones de las compañías a junio de 2011 y convertidos a pesos con la TRM vigente el 30 de junio de 2011 es el siguiente:

<u>Empresa</u>	<u>Valor</u>
Hocol Petroleum Limited	\$ 1.918.119
Offshore International Group	769.277
Polipropileno del Caribe S. A.	320.387
<b>Total</b>	<b>\$ <u>3.007.783</u></b>

El detalle de los pagos a largo plazo corresponden principalmente a Ecopetrol S.A. así:

2013	\$ 444.040
2014	444.040
2015	444.040
2016	<u>267.570</u>
	\$ <u>1.599.690</u>

Actualmente Ecopetrol S.A. no anticipa ninguna situación que pueda representar el no cumplimiento de sus obligaciones en un futuro inmediato.

Así mismo, incluye otras obligaciones financieras adquiridas por las empresas del grupo, así: Ocesa S.A. por un total de \$1.100.000 y ODL Finance S.A. por \$805.896.

- (2) El 23 de julio de 2009, la Compañía Ecopetrol S.A. llevó a cabo una emisión de bonos (notas) de deuda no garantizada y no subordinada, con derecho a registro en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos - SEC con vencimiento en 2019, por US\$1.500 millones. Dicho registro se efectuó el 6 de octubre de 2009. La emisión se realizó bajo la Regla 144A/Regulación S con los derechos de registro ante la SEC.

Las condiciones de la transacción fueron:

Interés del cupón: 7.625%

Prima de aseguramiento sobre los tesoros americanos (Make Whole): 50 pbs. Las fechas de pago de intereses son: 23 de julio y 23 de enero de cada año, empezando el 23 de enero de 2010. Fecha de vencimiento: 23 de julio de 2019.

Múltiplo y denominación: US\$1.000 / US\$1.000

Así mismo, la Compañía está obligada a cumplir con diversos compromisos (covenants) entre los cuales se incluyen el pago debido y oportuno de los intereses y el capital; no constituir prendas por parte de Ecopetrol y sus subordinadas, excepto por ciertas prendas autorizadas; realizar una oferta de compra de los bonos en el caso de un evento de recompra por cambio de control, de acuerdo con su definición en los documentos de la emisión.

Comprende también créditos subordinados con socios otorgados a Oleoducto Bicentenario de Colombia por \$605.985 y obligaciones de Propilco S.A. con entidades financieras nacionales y del exterior por \$120.879.

- (3) Mediante la Resolución No. 3150 del 20 de octubre de 2010, Ecopetrol obtuvo autorización del Ministerio de Hacienda y Crédito Público para emitir, suscribir y colocar bonos de deuda pública interna hasta por la suma de un billón de pesos, para financiar el Plan de Inversiones de Ecopetrol 2010. Posteriormente, mediante la Resolución No. 2176 del 11 de noviembre de 2010, obtuvo autorización de la Superintendencia Financiera de Colombia para inscribir sus bonos de deuda pública interna en el Registro Nacional de Valores y Emisores y para efectuar su oferta pública.

Resultados de la emisión y colocación de los bonos de deuda pública interna:

Monto colocado :	1 billón de pesos			
Fecha de emisión:	1 de diciembre de 2010			
Amortización:	al vencimiento			
Serie A:	Bonos denominados en pesos con tasa variable IPC			
Plazo de Redención:	5 años	7 años	10 años	30 años
Tasa:	IPC + 2.80%	IPC + 3.30%	IPC + 3.94%	IPC + 4.90%
Monto(millones)	\$ <u>97.100</u>	<u>138.700</u>	<u>479.900</u>	<u>284.300</u>

#### (16) Cuentas por Pagar y Vinculados

El siguiente es un detalle de las cuentas por pagar y transacciones con vinculados económicos:

<b>Corriente</b>	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Dividendos por pagar (1)	3.424	3.431
Proveedores	1.974.233	1.762.461
Compras hidrocarburos a Agencia Nacional Hidrocarburos	775.329	554.381
Anticipos asociados	532.282	713.405
Depósitos recibidos de terceros	777.444	521.781
Acreedores varios	269.381	442.115
Reembolsos costos exploratorios	42.797	65.028
<b>Total corriente</b>	<b><u>4.374.890</u></b>	<b><u>4.062.602</u></b>

**No corriente**

Otras cuentas por pagar	518.143	504.046
<b>Total no corriente</b>	<b>518.143</b>	<b>504.046</b>

- (1) Corresponde a los dividendos por pagar a accionistas que se encuentran en mora en el pago de las cuotas generadas por la compra de acciones, a quienes se les han suspendido los derechos económicos y políticos, de conformidad con el artículo 397 del Código de Comercio, los cuales les serán restituidos una vez se encuentren al día en los pagos.

**(17) Impuestos, Contribuciones y Tasas por Pagar**

El siguiente es un detalle de los impuestos, contribuciones y tasas por pagar:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Corriente</b>		
Impuesto de renta y complementarios	7.517.178	3.175.500
Retención en la fuente sobre renta e IVA	308.258	197.294
Impuesto global y sobretasa a la gasolina (1)	118.257	110.128
Impuesto a las ventas por pagar	21.670	47.418
Impuesto al patrimonio	594.391	-
Impuesto de industria y comercio y otros menores	57.684	58.923
<b>Total corriente</b>	<b>8.617.438</b>	<b>3.589.263</b>
<b>No corriente</b>		
Impuesto al patrimonio	1.035.971	-
<b>Total no corriente</b>	<b>1.035.971</b>	-
<b>Total impuestos</b>	<b>9.653.409</b>	<b>3.589.263</b>

- (1) Estos impuestos se generan por la venta y/o retiro de gasolina corriente, extra y ACPM. Los fondos recaudados se giran a favor de la Dirección del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y/o los entes territoriales. El impuesto global se liquida con base en la participación porcentual de cada beneficiario en el consumo mensual nacional de gasolina regular y extra.

**Impuesto sobre la renta**

El impuesto de renta cargado al gasto comprende:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Impuesto de renta corriente	7.552.686	3.183.605
Impuesto de renta de periodos anteriores	8.948	17.436
Impuesto de renta diferido Débito	(49.865)	(100.899)
Impuesto de renta diferido Crédito	443.952	138.508
<b>Total</b>	<b>7.955.721</b>	<b>3.238.650</b>

El impuesto diferido activo, se calcula sobre el valor de las provisiones contables no aceptadas fiscalmente las cuales son deducibles en el momento de su utilización y por el valor de los ajustes por inflación de activos originados entre los años 2004 y 2006. El impuesto diferido crédito resulta principalmente de las diferencias en la política de amortización de inversiones petrolíferas las cuales contablemente se amortizan por unidades técnicas de producción mientras que fiscalmente aplica el método de línea recta; por la diferencia en el método de valoración de inversiones de renta fija que para efectos contables se valoran al valor de mercado mientras que fiscalmente se valoran por el método lineal; y por la diferencia en el valor amortizado del crédito mercantil acelerado para efectos fiscales a partir del 2010.

Las declaraciones del impuesto sobre la renta pueden ser revisadas por las autoridades de impuestos dentro de los dos años siguientes a su presentación. A la fecha están abiertos los términos de las declaraciones por los años 2009 y 2010.

En la actualidad existen diferencias con la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN por la forma de liquidación y pago de la primera cuota del impuesto de renta del 2004, debido a que, en criterio de la DIAN, se debió incluir en su base el valor de la sobretasa de dichos años. El resultado de este proceso no afectará el flujo de caja de la Compañía por cuanto las sumas en discusión fueron compensadas directamente por la DIAN de saldos a favor solicitados previamente por otros conceptos.

El saldo del impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo es el siguiente:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Impuesto diferido activo (Nota 12):</b>		
Saldo inicial	1.497.076	1.408.659
Adquisición de compañía	47.291	-
Movimiento del año	49.864	88.417
Conversión moneda de reporte	(1.216)	-
<b>Saldo final</b>	<b><u>1.593.015</u></b>	<b><u>1.497.076</u></b>
<b>Impuesto diferido pasivo (Nota 20):</b>		
Saldo inicial	1.333.356	1.194.848
Adquisición de compañía	10.917	
Movimiento del año	443.951	138.508
<b>Saldo final</b>	<b><u>1.788.224</u></b>	<b><u>1.333.356</u></b>

A partir del año 2004, los contribuyentes del impuesto de renta que hubieren celebrado operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior y/o con residentes en países considerados paraísos fiscales, están obligados a determinar para efectos del impuesto de renta y complementarios sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, y sus activos y pasivos, considerando para estas operaciones los precios y márgenes de utilidad denominados de mercado. Con base en el concepto de los asesores externos de la Compañía, para el año gravable 2012 no se prevén cambios significativos relacionados con el cumplimiento del principio de plena competencia consagrado en el artículo 260-1 del Estatuto Tributario, ni se prevén ajustes en la determinación del gasto por impuesto de renta de la Compañía para dicho año.

Conforme con lo establecido por la Ley 1370 de 2009, el 1 de enero de 2011, por una sola vez debió causarse el valor del impuesto al patrimonio pagadero en ocho cuotas iguales, durante los años 2011, 2012, 2013 y 2014, dentro de los plazos que establezca el Gobierno Nacional.

Con base en lo anterior y, en atención a los decretos de manejo contable, Ecopetrol S.A. reconoció el valor del impuesto al patrimonio por pagar y el correspondiente cargo a

resultados por el valor proporcional correspondiente a 2011. El saldo pendiente por pagar fue registrado como un cargo diferido amortizable durante los años siguientes y un pasivo a corto plazo por el valor a pagar en 2012 y a largo plazo por lo correspondiente a los dos siguientes años.

La conciliación de la renta líquida fiscal, base del impuesto de renta, se presenta a continuación para efectos ilustrativos únicamente puesto que en Colombia no existe en la normatividad fiscal la obligación o la opción de presentar declaración de impuesto sobre la renta en forma consolidada:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Utilidad contable antes de impuestos	23,641,432	11,492,617
Ingreso por corrección monetaria	-	(1,921)
Efecto de los ajustes por inflación fiscales	-	(99,527)
Costos y gastos no deducibles	336,463	2,184,555
Deducciones especiales y gastos fiscales deducibles	2,219	(3,849,066)
Ingresos fiscales no contabilizados	1,013	158,949
Ingresos no constitutivos de renta ni ganancia ocasional	(463)	(160,600)
Ingresos no gravados	(380,201)	(1,037,204)
Provisiones no deducibles	42,397	681,644
Ingresos patrimonios autónomos	-	(96,695)
Amortización de perdidas fiscales	-	65,578
Exceso de renta presuntiva sobre ordinaria	9,156	1,001,082
Ajuste por eliminaciones en consolidación	164,305	(814,687)
<b>Renta líquida</b>	<b>23,816,321</b>	<b>9,524,725</b>
Renta neta exenta	-	(199,949)
<b>Renta líquida fiscal</b>	<b>23,816,321</b>	<b>9,324,776</b>
<b>Impuesto sobre la renta líquida</b>	<b>7,552,686</b>	<b>3,183,605</b>

La tasa efectiva de impuestos del 2011 consolidada fue 33,7% (2010 - 28,2 %). La variación en la tasa efectiva de tributación se originó principalmente en la eliminación para el año 2011, de la deducción especial por inversión en activos fijos reales productivos. Dicha eliminación se encuentra contemplada en la Ley 1430 de 2010.

### Impuesto al patrimonio

Conforme con la Ley 1370 de 2009, para el 2011, el Impuesto al Patrimonio está a cargo de las personas jurídicas, naturales y sociedades de hecho, contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta.

La ley adicionalmente establece lo siguiente en relación con el impuesto al patrimonio para el 2011:

Hecho generador	Causación	Base gravable	Tarifa
-----------------	-----------	---------------	--------

El impuesto al patrimonio, se genera por la posesión de riqueza igual o superior a \$3.000.000.000 a 1° de enero del año 2011.	El impuesto al patrimonio se causará el 1° de enero del año 2011, por una sola vez. Este impuesto debe pagarse en ocho cuotas iguales, durante los años 2011, 2012, 2013 y 2014, dentro de los plazos que establezca el Gobierno Nacional.	La base imponible del impuesto al patrimonio está constituida por el valor del patrimonio líquido del contribuyente poseído el <b><u>1° de enero del año 2011.</u></b>	Igual o mayor a 3.000 y menor o igual a 5.000 millones	2.4%
			Mayor a 5.000 millones	4.8%
			Menor a 3.000 millones	No definida

Nota: Para efectos de la aplicación de este gravamen, el concepto de riqueza es equivalente al total del patrimonio líquido.

El 16 de febrero de 2010, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público emitió el Decreto 514 con alcance contable dado que modifica parcialmente el Decreto 2649 de 1993 (Por el cual se reglamenta la Contabilidad en General y se expiden los principios o normas de contabilidad generalmente aceptados en Colombia).

El Decreto 514 de 2010 establece un párrafo transitorio considerando dos aspectos fundamentales:

1. Los contribuyentes podrán imputar anualmente contra la cuenta de revalorización del patrimonio, el valor de las cuotas exigibles en el respectivo período del impuesto al patrimonio de que trata la Ley 1370 de 2009.
2. Cuando la cuenta revalorización del patrimonio no registre saldo o sea insuficiente para imputar el impuesto al patrimonio, los contribuyentes podrán causar anualmente en las cuentas de resultado el valor de las cuotas exigibles en el respectivo período. (subrayado fuera del texto).

En aplicación del Decreto 514 de 2010 y dado que Ecopetrol capitalizó la cuenta de revalorización del patrimonio en su totalidad, el reconocimiento contable del impuesto al patrimonio, afecta las cuentas de resultado anualmente, por el valor de las cuotas exigibles en el respectivo período. No obstante, en concordancia con el artículo 12 de la Ley 1370 de 2009, el impuesto al patrimonio se causó el 1o de enero del año 2011, por una sola vez, por tanto se debe reconocer la obligación total desde esta fecha, por tratarse de un impuesto de ejecución instantánea.

En concordancia con el mencionado Decreto 514, anualmente se debe causar en las cuentas de resultado el valor de las cuotas exigibles en el respectivo período. En este sentido, el 1 de enero de cada año (2012, 2013 y 2014) se debe registrar la amortización del impuesto al patrimonio de cada vigencia.

Así mismo, a 31 de diciembre de 2011 el pasivo se registra como un impuesto por pagar de corto plazo por la porción a pagar del año 2012 y la diferencia (valores a pagar en 2013 y 2014) como un pasivo de largo plazo.

Conforme con lo establecido por la Ley 1370 de 2009, el 1 de enero de 2011, por una sola vez debió causarse el valor del impuesto al patrimonio pagadero en ocho cuotas iguales, durante los años 2011, 2012, 2013 y 2014, dentro de los plazos que establezca el Gobierno Nacional.

Con base en lo anterior y, en atención a los decretos de manejo contable, Ecopetrol reconoció el valor del impuesto al patrimonio por pagar y el correspondiente cargo a resultados por el valor proporcional correspondiente a 2011. El saldo pendiente por pagar fue registrado como un cargo diferido amortizable durante los años siguientes y un pasivo a corto plazo por el valor a pagar en 2012 y a largo plazo por lo correspondiente a los dos siguientes años.

El detalle de los valores registrados corresponde principalmente a la sociedad Ecopetrol S.A., de acuerdo con el siguiente detalle:

**Saldos Cargos Diferidos**

Impuesto al patrimonio	1.524.780
Amortización impuesto al patrimonio	-381.195
Sobretasa impuesto al patrimonio	381.195
Amortización sobretasa impuesto al patrimonio	<u>-95.299</u>
<b>Saldo neto (Ver nota 11)</b>	<b><u>1.429.481</u></b>

**Saldos Pasivo**

Impuesto al patrimonio corto plazo	381.195
Impuesto al patrimonio largo plazo	762.390
Sobretasa impuesto al patrimonio corto plazo	95.299
Sobretasa impuesto al patrimonio largo plazo	<u>190.597</u>
<b>Saldo neto (Ver nota 11)</b>	<b><u>1.429.481</u></b>

De esta manera, el impuesto al patrimonio causado por la sociedad Ecopetrol S.A. en 2011 fue \$1.905.974, del cual pagó \$476.494.

**(18) Obligaciones Laborales y Pensionales**

El siguiente es un detalle de las obligaciones laborales y pensionales:

	<b><u>Diciembre 2011</u></b>	<b><u>Diciembre 2010</u></b>
<b>Corto plazo</b>		
Vacaciones	71.838	63.217
Primas, bonificaciones y auxilios	75.691	26.487
Cesantías	42.241	39.828
Salarios y pensiones por pagar	21.453	24.712
Intereses sobre cesantías	4.438	3.884
Otros	<u>17.661</u>	<u>2.119</u>
<b>Total corto plazo (1)</b>	<b><u>233.322</u></b>	<b><u>160.247</u></b>
<b>Largo plazo</b>		
Pasivo actuarial de salud y educación (2)	3.109.480	2.729.318
Pensiones de jubilación operaciones conjuntas	70.789	76.725
Otros	<u>9.960</u>	<u>7.978</u>
<b>Total largo plazo</b>	<b><u>3.190.229</u></b>	<b><u>2.814.021</u></b>
<b>Total</b>	<b><u>3.423.551</u></b>	<b><u>2.974.268</u></b>

- (1) El incremento en el rubro de prestaciones sociales obedece principalmente al pago en 2011 de bonificación por resultados, de aproximadamente \$47.000. Los cálculos actuariales de salud y educación fueron preparados aplicando las nuevas Tablas de Mortalidad actualizadas en 2010. Como resultado del cambio en el principio contable de amortización que se presentó en 2010, a diciembre de 2011 tenemos una porción por amortizar correspondiente al 17% de la obligación, equivalente a \$555.894.

El pasivo actuarial amortizado de salud se indica a continuación:

<b>Concepto</b>	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Cálculo actuarial de la obligación de salud	3.310.894	2.884.558
Menos - Cálculo actuarial pendiente de amortizar	(555.894)	(645.445)
<b>Pasivo actuarial amortizado</b>	<b>2.755.000</b>	<b>2.239.113</b>

- (2) Los cálculos actuariales de salud y educación fueron preparados utilizando una tasa de interés técnico del 4,8%. Las variaciones en el pasivo actuarial amortizado se describen a continuación:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>	<b>Variación</b>
<b>Salud</b>			
Activos	229.309	302.553	(73.244)
Jubilados	2.525.691	1.936.560	589.131
<b>Educación</b>			
Activos	27.996	104.606	(76.610)
Jubilados	326.484	385.599	(59.115)
<b>Totales</b>	<b>3.109.480</b>	<b>2.729.318</b>	<b>380.162</b>

#### (19) Pasivos Estimados y Provisiones

El siguiente es un detalle de los pasivos estimados y provisiones:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Corto plazo</b>		
Provisión procesos judiciales (1) (Ver nota 30)	688.191	663.932
Provisión obligaciones pensionales (2)	500	102.478
Provisión costos abandono, desmonte facilidades y recuperación ambiental (3)	120.128	139.106
Otras provisiones (4)	589.181	206.179
Provisiones para contingencias (5)	297.193	39.602
<b>Total corto plazo</b>	<b>1.695.193</b>	<b>1.151.297</b>
<b>Largo plazo</b>		
Provisión costos abandono, desmonte facilidades y recuperación ambiental (3)	3.634.229	2.995.281
Provisiones comuneros (6)	418.318	391.021
Provisión procesos judiciales	11.079	12.301

Otras provisiones		21.203	-
<b>Total largo plazo</b>		<b>4.084.829</b>	<b>3.398.603</b>
<b>Total</b>		<b>5.780.022</b>	<b>4.549.900</b>

- (1) El siguiente es el movimiento de la provisión para procesos judiciales al cierre de diciembre de 2011:

	<u>Número de procesos</u>	<u>Valor de las Provisiones</u>
<b>Saldo inicial enero de 2011</b>	822	663.932
Adiciones (nuevas provisiones)	271	42.859
Ajuste a provisiones existentes	-	60.067
Recuperación por traslado de procesos	71	227.542
Procesos terminados	(273)	(229.644)
Traslado de procesos	(107)	(76.565)
<b>Saldo final diciembre de 2011</b>	<b>784</b>	<b>688.191</b>

El siguiente fue el movimiento de la provisión para procesos judiciales durante el 2010:

	<u>Número de procesos</u>	<u>Valor de las Provisiones</u>
<b>Saldo inicial enero de 2010</b>	691	680.022
Adiciones (nuevas provisiones)	235	63.020
Ajuste a provisiones existentes	-	19.320
Recuperación por traslado de procesos	76	43.548
Procesos terminados	(141)	(80.237)
Traslado de procesos	(39)	(61.741)
<b>Saldo final diciembre de 2010</b>	<b>822</b>	<b>663.932</b>

- (2) Corresponde a los aportes en pensiones estimados, pendientes de pago, de las personas que ingresaron a Ecopetrol después del 29 de enero de 2003 (Ley 797 de 2003) y hasta el primer trimestre de 2004, los cuales son cubiertos por el Régimen General de Pensiones.
- (3) La provisión por abandono tuvo un incremento neto de \$619.970 por efecto de su actualización en junio y diciembre de 2011. Los siguientes son los movimientos totales de la provisión para costos de abandono, desmonte de facilidades y recuperación ambiental:

	<u>Diciembre 2011</u>	<u>Diciembre 2010</u>
<b>Saldo inicial</b>	3.134.387	3.017.203
Adiciones, Actualizaciones (Disminuciones)	619.505	146.078
Retiros y utilizaciones	-	(27.414)
Conversión a la moneda reporte	465	(1.480)
<b>Saldo final</b>	<b>3.754.357</b>	<b>3.134.387</b>

La mayor parte de estas provisiones de abandono han sido causadas por Ecopetrol S.A. por valor de \$3.655.455.

- (4) Incluye provisiones creadas con el fin de anticipar los potenciales eventos de la naturaleza y otros que puedan causar afectación a las instalaciones de transporte e impactar las regiones en las que se tiene presencia. A partir de Enero de 2012 se crean tres proyectos de gran escala: Proyecto Dosquebradas, Programa de Integridad y Programa de Contingencias.
- (5) Se encuentra representado por: (i) \$54.202 para posibles reclamaciones de pagos a PDVSA y derrames con impacto ambiental; (ii) \$500 por bono de retiro del personal de la subsidiaria Hocol S. A. aún en proceso; (iii) \$149 correspondientes a la comisión de éxito para el apoderado en el proceso en contra de Ecopetrol S. A. instaurado por Industrias Crizasa; (iv) \$718 por obligaciones potenciales en laudos arbitrales, y (v) a diciembre de 2011, la provisión para reserva actuarial asciende a \$241.624. (Ver Nota 22, numeral 7).
- (6) Comprende la provisión para atender las reclamaciones de los Comuneros de Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo de Cusiana, originadas en los Contratos de Regalías Nos. 15, 15ª, 16 y 16ª celebrados con Ecopetrol, pero decretados nulos de oficio por el Consejo de Estado. De dicho monto, \$90.752 corresponde al valor inicialmente reconocido por Ecopetrol, junto con la valorización del fondo donde se encuentran los recursos y, \$327.566 a los intereses generados. Está pendiente de fallo el recurso extraordinario de súplica interpuesto por los citados Comuneros.

**(20) Otros Pasivos a Largo Plazo**

El siguiente es un detalle de otros pasivos a largo plazo:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Impuesto de renta diferido crédito (Ver nota 16)	1.788.224	1.333.356
Anticipos recibidos de Ecogas para atender BOMT's	676.628	799.950
Crédito por corrección monetaria diferida	138.064	169.048
Otros pasivos(1)	181.397	59.907
<b>Total</b>	<b><u>2.784.313</u></b>	<b><u>2.362.261</u></b>

- (1) Incluye otros pasivos de Ecopetrol S.A. por \$65.677; Reficar por \$94.949 y \$20.356 de Hocol correspondiente a impuesto de remesa.

**(21) Interés minoritario**

El interés minoritario se presenta a continuación:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Bioenergy	11.219	11.550
ODL Finance S.A.	237.214	153.810
Ocensa	508.389	232.244
Oleoducto de Colombia	90.473	95.856
Oleoducto		
Bicentenario	318.147	(7.509)
Equion	1.087.189	-
<b>Total</b>	<b>2.252.631</b>	<b>485.951</b>

**(22) Patrimonio**

El siguiente es un detalle del patrimonio:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Capital autorizado	15.000.000	15.000.000
Capital por suscribir	(4.720.825)	(4.881.872)
<b>Capital suscrito</b>	<b>10.279.175</b>	<b>10.118.128</b>
Capital suscrito por cobrar	-	-
<b>Capital suscrito y pagado</b>	<b>10.279.175</b>	<b>10.118.128</b>
Prima en colocación de acciones	6.944.159	4.721.700
Prima en colocación de acciones por cobrar	(156.015)	(1.192)
<b>Prima en colocación de acciones</b>	<b>6.788.144</b>	<b>4.720.508</b>
<b>Superávit por valorizaciones</b>	<b>13.575.878</b>	<b>11.068.676</b>
Desvalorización de activos	(695.579)	(701.694)
Responsabilidades	(782)	(781)
<b>Efecto aplicación régimen contabilidad pública</b>	<b>(696.361)</b>	<b>(702.475)</b>
Utilidad del ejercicio	15.452.334	8.146.471
Pérdida acumulada	(326.435)	-
Reserva Legal	4.951.629	4.117.020
Reserva ocasional programas de inversión	4.227.783	2.615.718
Reserva Decreto Reglamentario 2336 de 1995	-	-
Saneamiento contable	17.804	17.804
Superávit método de participación	2.884.467	1.377.240
Patrimonio institucional incorporado	156.276	139.548
Ajuste por conversión	(2.621.839)	(290.457)
<b>Total patrimonio</b>	<b>54.688.855</b>	<b>41.328.181</b>

**Capital Suscrito y Pagado**

El capital autorizado de Ecopetrol es de \$15.000,000 dividido en 60.000.000.000 de acciones nominativas ordinarias, valor nominal \$250 pesos cada una, de las cuales se han suscrito 41.116.698.456 acciones, representadas en 11,51% en nuevos accionistas y 88,49%, en accionistas entidades estatales. El valor de las acciones en reserva asciende a \$4.720.825 conformada por 18.883.301.544 acciones.

**Prima en Colocación de Acciones**

Corresponde, principalmente a: (i) Al exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones en el momento de efectuarse la capitalización en el año 2007 por \$4.700.883; (ii) \$20.817, al valor generado en el proceso de colocación de acciones en el mercado secundario, originado por la ejecución de garantías a los deudores morosos, de conformidad con lo establecido en el artículo 397 del Código de Comercio, y (iii) Al exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones adjudicadas en la segunda ronda, efectuada en septiembre de 2011 por \$2.222.441.

### **Efecto de Aplicación del Régimen de Contabilidad Pública**

Corresponde al traslado de los saldos negativos originados en desvalorizaciones de propiedades, planta y equipo, establecido por el RCP a partir de 2008.

También se revelan en este rubro las responsabilidades pendientes de fallo originadas en procesos de pérdidas de materiales, dando aplicación al procedimiento establecido en el RCP.

### **Reservas Patrimoniales**

La reserva legal se constituye con el 10% de la utilidad neta y puede ser usada para compensar pérdidas o distribuir en caso de liquidación de la Empresa.

El 24 de marzo de 2011, los resultados del período 2010 fueron puestos a disposición de la Asamblea General de Accionistas, con la cual se determinó aumentar la reserva legal en \$834.610 para un total de \$4.951.629.

Así mismo, se establecieron reservas para: utilidades no realizadas del grupo empresarial por \$571.854 para un total de \$1.086.070; cumplimiento Decreto Reglamentario 2336 de 1995 (valoración a precios de mercado) por \$96.695; nuevas exploraciones \$493.611, alcanzando un total de \$1.477.675 y \$480.813 para pago de dividendos emisión de acciones 2011.

### **Patrimonio Institucional Incorporado**

Corresponde al producto de la comercialidad relacionada, principalmente, con los contratos de asociación Nare, Matambo, Garceró, Corocora, Estero, Caracara, por los pozos Sardinas 6, Remache Norte 3, Abejas 3, Jaguar T5 y T6, Orocué, pozo Guarilaque 7, Campo Rico por los pozos Candalay, Jordán 5, Remache Norte 2 y 5, Abejas 2 y Vigía e incorporación de la bodega materiales de Cocorná.

## **(23) Cuentas de Orden**

El siguiente es un detalle de las cuentas de orden:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Deudoras</b>		
Derechos de explotación - Decreto 727 de 2007 (1)	67.496.739	72.619.793
Otros derechos contingentes y cuentas deudoras (2)	21.023.083	15.562.589
Costos y gastos (deducibles y no deducibles)	19.534.605	14.027.907
Patrimonios autónomos pensionales (3)	11.303.177	11.202.556
Títulos valores entregados en custodia y garantía	5.314.653	4.290.149
Ejecución de proyectos de inversión	751.827	751.827
Procesos judiciales	584.810	584.774
Diferencias fiscales	4.212.978	-
<b>Total</b>	<b>130.221.872</b>	<b>119.039.595</b>
	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Acreedoras</b>		

Procesos judiciales	34.791.375	32.228.241
Bienes recibidos en custodia (4)	28.326.369	17.981.352
Garantías contractuales (5)	7.648.023	14.864.210
Patrimonios autónomos pensionales (7)	11.544.801	10.861.969
Pasivos no fiscales	9.890.185	6.817.853
Otras obligaciones contingentes (6)	10.939.385	7.096.874
Obligaciones Potenciales – pasivos pensionales (7)	1.222.955	1.603.998
Ingresos no gravados	4.818.819	1.555.073
Contratos de mandato (8)	1.400.596	1.433.804
Bienes y derechos recibidos en garantía (9)	-	1.220.162
Fondos de administración - Dec 1939 de 2001 y 2652 de 2002	973.151	964.872
Pagos futuros de BOMT's	228.941	352.615
<b>Total</b>	<b><u>111.784.600</u></b>	<b><u>96.981.023</u></b>
	<b><u>242.006.472</u></b>	<b><u>216.020.618</u></b>

- (1) Valorados al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 con base en los volúmenes del estudio de reservas auditado (ver nota 32) y aplicando el precio promedio determinado por normatividad aprobada por la SEC. La variación a diciembre de 2011 corresponde a la actualización anual.

No obstante que durante el periodo se presentaron unos mayores ingresos de operación en un 23%, debido al incremento en precio WTI de 79 a 96 US/barril y a los volúmenes de reservas en 129 Mbls, , este efecto se vio contrarrestado por un incremento en un 62% en los costos de operación y de abandono, ocasionando un menor valor en el proceso de valoración de los derechos de explotación. Los principales campos donde se ve impactado el valor por este concepto son Rubiales, Pauto, Chichimene, Gibraltar, Chuchupa, y Cravo Norte.

- (2) Comprende el saldo de las cuentas de orden fiscales que reflejan las diferencias entre los valores, tanto de patrimonio como de cuentas de resultado, tomados en la declaración de renta de 2010 y los saldos contables. Las diferencias se originan en conceptos tales como valorizaciones, provisiones que no son aceptadas fiscalmente, la diferencia en el método de amortización de inversiones petrolíferas que contablemente se realiza por unidades de producción y fiscalmente por línea recta, y el efecto del ajuste por inflación generado, entre otros.
- (3) Refleja el derecho contingente (cuenta deudora) por los recursos entregados al Patrimonio Autónomo Pensional, para el pago del pasivo pensional conmutado, con el fin de controlar la existencia de los recursos líquidos en el patrimonio autónomo. El valor conmutado (transferido) al 31 de diciembre de 2011 que es de \$11.303.177 (en la fecha de conmutación, 31 de diciembre de 2008, \$10.092.528), corresponde al pasivo pensional por mesadas pensionales, cuotas partes y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación queda dentro del pasivo pensional a cargo de Ecopetrol. Los recursos conmutados, así como sus rendimientos, no se pueden cambiar de destinación ni restituirse a la Compañía hasta tanto se cumpla con la totalidad de las obligaciones pensionales.

Un detalle de los fondos es el siguiente:

	<b><u>Diciembre 2011</u></b>	<b><u>Diciembre 2010</u></b>
Consorcio Ecopensiones 2011	2.716.510	2.206.364
Porvenir S.A	2.493.719	-
Consorcio Pensiones Ecopetrol 2011	2.052.000	1.929.035
Unión temporal Skandia-HSBC	2.032.891	-
Consorcio. Bogotá-Colpatria-Occidente	2.008.057	-
Consorcio Fiducaf� - Fiduprevisora - Fidupetrol	-	2.349.054

Consorcio Fidupopular - Fiduoccidente	-	2.061.664
Consorcio Fidubogotá - Fiduolpatría	-	1.328.292
Consorcio Fiduagraria - Fiduoldex - Helm Trust	-	1.328.147
<b>Total</b>	<b>11.303.177</b>	<b>11.202.556</b>

Debido a que el 5 de julio de 2011 finalizaron los contratos suscritos para la administración de los Patrimonios Autónomos Pensionales, se llevó a cabo un proceso de selección público para elegir los nuevos administradores de los recursos, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 4 del Decreto 941 de 2002. El proceso inició en abril de 2011 y culminó en julio de 2011, entregándose los recursos a los nuevos adjudicatarios.

- (4) Conformado principalmente por el valor de las regalías correspondiente al balance de reservas de Ecopetrol por \$28.215.023, calculado según normatividad aprobada por la SEC. Adicionalmente, el saldo se encuentra representado por los inventarios de productos vendidos y de materiales, pendientes de entrega a los clientes, por \$41.850, y bienes recibidos en custodia de concesión: Coveñas, \$41.660; Pozos Colorados, \$21.058; y Tumaco, \$6.084.

El 7 de marzo de 2007 se emitió el Decreto 727 que reemplazó el Decreto 2625 de 2000 e incluye normas relacionadas con la valoración de reservas y la contabilización de las reservas de hidrocarburos de la Nación en los estados financieros de la Empresa. En adición, el decreto establece registrar el valor de los derechos de exploración o producción de hidrocarburos que posee. Dicho registro es mantenido en cuentas de orden, de conformidad con la opinión dada por la CGN; sin embargo, las cuentas de orden no hacen parte del balance general de la Empresa.

- (5) Conformado en su mayor parte por los contratos pendientes de ejecución celebrados en pesos, dólares y euros, actualizados a la tasa representativa del mercado a 31 de diciembre de 2011 por \$7.459.089; cartas de crédito stand by, las cuales garantizan contratos firmados por Ecopetrol por \$186.967 y cartas documentarias por \$79.
- (6) Incluye, principalmente, obligaciones contingentes de Reficar por \$4.422.942; Ocesa S.A. por \$2.829.936 y la prenda cerrada por \$2.663.576 de las acciones que posee Ecopetrol S. A. directa o indirectamente en Hocol Petroleum Limited, Offshore International Group y Polipropileno del Caribe S. A. , con un cubrimiento del 120% del monto del crédito otorgado por la banca nacional (Ver Nota 14).
- (7) Conformado por el valor del cálculo actuarial de mesadas, cuotas partes y bonos pensionales al 31 de diciembre de 2011 más el porcentaje de amortización de la reserva de 2010 que se originó por el cambio en el principio contable de amortización. Al cierre de diciembre de 2011 se tenía una reserva por amortizar del 11%, equivalente a \$1.222.955.

El saldo del pasivo actuarial amortizado se compone como se indica a continuación:

<b>Concepto</b>	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Cálculo actuarial de la obligación de mesadas y bonos pensionales	12.767.756	12.465.967
Menos - Cálculo actuarial pendiente de amortizar	(1.222.955)	(1.603.998)
<b>Pasivo actuarial amortizado</b>	<b>11.544.801</b>	<b>10.861.969</b>

En diciembre de 2011, el valor de la obligación pensional es superior al saldo reportado por los patrimonios autónomos, debido a esto fue necesario registrar una provisión por \$241.624 para cubrir esta diferencia. (Ver Nota 18 (5)).

El saldo de los patrimonios autónomos pensionales, el valor de la reserva actuarial y el valor amortizado del pasivo pensional por mesadas, se incluye en cuentas de orden.

El cálculo actuarial fue preparado utilizando una tasa de interés técnico del 4%. El crecimiento de los salarios, pensiones en dinero y pensiones en especie fue calculado utilizando la tasa promedio de inflación, calculada por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística DANE, durante los últimos tres años anteriores al año del cálculo.

- (8) Incluye el valor de los activos recibidos en custodia de la Refinería de Cartagena S. A. para el cumplimiento de las obligaciones contraídas, en virtud del contrato de mandato suscrito entre la Empresa y dicha sociedad para la operación de la refinería.
- (9) Corresponde a las garantías entregadas por BP Exploration Company como producto de la transacción de compra con esta compañía en agosto de 2010 por US\$637,5 millones. Debido a la adquisición de esta compañía en el primer trimestre de 2011, fueron revertidas.

**(24) Ingresos**

El siguiente es un detalle de los ingresos:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Ventas nacionales</b>		
Destilados medios	9.742.346	7.099.176
Gasolinas	5.206.873	4.302.282
Servicios	1.762.060	1.947.829
Gas Natural	1.212.310	1.159.245
Otros productos	1.803.979	1.763.927
G.L.P. y propano	727.111	627.361
Asfaltos	402.923	326.737
Crudos (1)	230.459	117.186
	<b>21.088.061</b>	<b>17.343.743</b>
Reconocimiento diferencial precios	2.251.322	740.682
	<b>23.339.383</b>	<b>18.084.425</b>
<b>Ventas al exterior</b>		
Crudos (1)	33.418.191	18.073.357
Combustóleo	4.447.657	2.377.266
Gas Natural (1)	508.066	146.063
Gasolinas y turbocombustible	1.663.222	698.068
Propileno	-	109.271
Otros productos	893.124	841.817
Diesel	1.482.625	1.638.044
	<b>42.412.885</b>	<b>23.883.886</b>
<b>Total ingresos</b>	<b>65.752.268</b>	<b>41.968.311</b>

- (1) Corresponde a la aplicación del Decreto 4839 de diciembre de 2008 que definió el procedimiento para el diferencial de precios (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, que puede ser positivo o negativo).

**(25) Costo de Ventas**

El siguiente es un detalle del costo de ventas:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Costos Variables:</b>		
Compras de hidrocarburos - ANH (1)	8.048.981	5.335.946
Productos importados	8.840.450	5.680.601
Compras de crudo asociación y concesión	6.701.500	4.548.193
Amortización y agotamiento	2.642.132	2.280.355
Servicios transporte de hidrocarburos	898.508	540.555
Compras de otros productos y gas	673.545	316.192
Energía Eléctrica	257.110	205.102
Materiales de proceso	219.548	146.941
Inventario inicial menos final	-	(251.431)
Ajustes volumétricos y otras asignaciones	(360.165)	(212.332)
Costo por primas, neto	-	2.825
Depreciación por unidades de producción	125.482	55.473
	<b>28.047.091</b>	<b>18.648.420</b>
<b>Costos Fijos:</b>		
Servicios contratados asociación	1.791.681	1.469.586
Mantenimiento	1.593.327	1.267.637
Costos laborales	1.219.219	1.084.149
Depreciación	1.809.546	1.548.797
Servicios contratados	669.072	599.179
Costos de proyectos no capitalizados	450.103	413.692
Materiales y suministros de operación	278.740	345.326
Impuestos y contribuciones	387.788	254.489
Amortización de diferidos, intangibles y seguros	61.762	72.680
Costos generales	287.987	236.604
Amortización cálculo actuarial de salud y educación	68.740	18.442
	8.617.965	7.310.581
	<b>36.665.056</b>	<b>25.959.001</b>

- (1) Corresponde a las compras de crudo y gas que realiza Ecopetrol a la Agencia Nacional de Hidrocarburos derivadas de la producción nacional, tanto de la Empresa en operación directa como de terceros.
- (2) Corresponde principalmente a naftas, utilizadas para facilitar el transporte de crudo pesado, gasolinas y diesel de bajo azufre. Este último disminuyó su volumen pero presentó tendencia al incremento en el costo de compra debido al comportamiento de los precios de referencia internacional.

**(26) Gastos Operacionales**

El siguiente es un detalle de los gastos operacionales:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Administración:</b>		
Amortizaciones (1)	294.612	189.261
Gastos laborales	269.828	213.739
Gastos generales	192.123	149.772
Depreciaciones	24.979	19.739
Alquileres y arrendamientos	10.878	7.986
Amortización cálculo actuarial salud y educación	4.715	1.052
Mantenimiento	5.294	2.611
Impuestos	216.488	19.363
	<b>1.018.917</b>	<b>603.523</b>
<b>Comercialización y proyectos:</b>		
Gastos de proyectos (2)	293.478	321.580
Transporte por oleoductos	3.388	1.455
Gastos de exploración (3)	959.938	1.465.537
Gastos generales (4)	606.461	300.837
Gastos laborales	190.166	69.490
Impuestos	192.064	155.662
Transporte por gasoductos	122.780	125.376
Mantenimientos	5.488	1.786
Incumplimiento suministro de gas	2.511	85.222
Amortizaciones	1.058	-
	<b>2.377.332</b>	<b>2.526.945</b>
	<b>3.396.249</b>	<b>3.130.468</b>

- (1) Comprende principalmente amortizaciones de crédito mercantil en 2011 por \$262.984 (2010 - \$172.660).
- (2) Incluye otros proyectos entre los que se destacan: Vicepresidencia de Transporte ( Ampliación y desarrollo infraestructura transporte, Naftaducto crudos pesados por \$126.046), Instituto Colombiano del Petróleo (investigación y desarrollo en biocombustible, petroquímica, adecuaciones \$63.176) Dirección de Tecnología e Información (Centro de Servicios compartidos, Transformación de Telecomunicaciones \$35.784) y Vicepresidencia de Producción (Estudios de yacimientos, desarrollo integrado Cupiagua).
- (3) Los gastos de exploración y proyectos a diciembre de 2011 corresponden, principalmente, a estudios de sísmica por 649.308, entre los que se destacan los realizados por Ecopetrol S.A. \$343.756, Ecopetrol Brasil \$101.194, Ecopetrol American Inc \$87.815 y Hocol \$112.561. Incluyen también exploraciones no exitosas por \$242.940, dentro de las cuales las más importantes son: Rio Zulia

\$27.802; Kaxan Norte N°1 \$19.990; Trueno \$ 17.295; Prados \$11.785; Kantaka \$11,225 y otras estimaciones por \$20.282.

Las principales causas de la variación son: i) la reducción en pérdidas por pozos secos de América Inc que pasó de \$380.324 en 2010 a \$61.521 en 2011; y ii) una reducción semejante en Hocol, que pasó de \$178.553 en 2010 a \$17.387 en 2011.

- (4) Conformado principalmente por transporte fluvial \$39.421, reclasificación de costos a gastos por convenios con fuerzas militares \$73.364 y operación responsable \$123.040 (manejo integral de las aguas, construcción de proyectos para mejorar la movilidad, mejoramiento vial, alcantarillado, actividades de reforestación y capacitación cultura ambiental).

**(27) (Gastos) Ingresos Financieros, neto**

El siguiente es un detalle de los (gastos) ingresos financieros, neto:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Ingresos:</b>		
Ganancia en cambio	7.783.658	4.265.882
Rendimientos e intereses	193.087	156.336
Utilidad método de participación	141.647	83.574
Utilidad por valoración portafolio de inversiones	100.373	80.111
Operaciones de cobertura (1)	88.317	80.445
Dividendos en dineros	10.135	30.941
Otros	5.144	9.202
	<b>8.322.361</b>	<b>4.706.491</b>
<b>Gastos:</b>		
Pérdida en cambio	7.819.025	4.412.224
Operaciones de cobertura (1)	890.008	99.139
Intereses	415.222	145.910
Otros menores	57.621	10.101
Administración y emisión de títulos	44.415	526
Pérdida por método de participación	372	802
	<b>9.226.663</b>	<b>4.668.702</b>
<b>Neto</b>	<b>(904.302)</b>	<b>37.789</b>

- (1) Los resultados de las operaciones de cobertura para diciembre de 2011 están explicados principalmente por los siguientes efectos netos de ingreso o (gasto): i) Gestión de índice de valoración (\$596.148); y ii) precio WTI y JET (\$202.295).

Para el año 2010 se registraron en Ecopetrol S. A. pérdidas netas en las coberturas de Asfaltos por \$11.909 y margen de refinación neta \$ 9.971, con utilidad neta en las de WTI \$389 y otras por \$1.529. Así mismo en Refinería de Cartagena se registró utilidades netas por coberturas de \$1.268.

**(28) Gastos de Jubilados**

El siguiente es un detalle de los gastos de jubilados:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Amortización cálculo actuarial y pensiones (1)	443.890	146.717
Servicios de salud	205.928	171.636
Servicios de educación	56.480	59.273

**706.298**

**377.626**

(1) A diciembre de 2011, se ha ajustado la reserva para educación, partiendo del estudio entregado por el actuario en diciembre de 2010 actualizado con el IPC.

**(29) Ganancia por Inflación**

Corresponde a la amortización neta de la corrección monetaria diferida por valor de \$21.836 y \$22.030 por los años 2011 y 2010, respectivamente.

**(30) Otros (Gastos) Ingresos, neto**

El siguiente es un detalle de los otros (gastos) ingresos, neto:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>Otros Ingresos</b>		
Recuperación servicios a asociados (1)	219.952	15.535
Producciones no comerciales (2)	121.434	104.970
Ingresos diferidos Bomts	129.148	132.525
Recuperación de provisiones (3)	666.109	365.515
Recuperación de gastos por recobros	127.580	99.900
Ingresos años anteriores (4)	107.017	69.016
Otros ingresos menores	158.807	12.700
Ingresos por derechos cedidos	30.396	19.222
Recuperación gastos exploratorios	25.543	40.336
Indemnizaciones recibidas	10.045	9.253
Ingresos campos descubiertos no desarrollados	855	28.097
Utilidad venta materiales y propiedad, planta y equipo	9.443	18.837
Ingresos por servicios	6.720	28.779
	<b>1.613.049</b>	<b>944.685</b>
<b>Otros gastos</b>		
Impuestos	641.947	343.128
Provisiones (5)	807.245	552.520
Disponibilidad gasoductos contratos Bomts	141.174	196.472
Pérdidas de combustibles	78.816	140.153
Cuota de fiscalización	49.884	49.435
Contribuciones y donaciones	27.940	23.906
Pérdida en baja de crédito mercantil	300	287.918
Gastos de años anteriores (6)	57.426	224.990
Otros gastos menores (7)	217.941	188.286
Pérdida en baja de activos fijos	51.143	6.295
	<b>2.073.816</b>	<b>2.013.103</b>
	<b>(460.767)</b>	<b>(1.068.418)</b>

(1) El detalle de la recuperación de provisiones es el siguiente:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Procesos judiciales	229.345	80.237
Otras recuperaciones (*)	387.117	131.308
Inventario de productos y materiales	3.263	29.481
Propiedad, planta y equipo	46.019	55.717
Recuperación cartera	365	68.772
	<b>666.109</b>	<b>365.515</b>

(\*) Se explican en su mayor parte por las recuperaciones de Ecopetrol S.A. según este detalle:

	<b>Diciembre 2011</b>
Recuperación provisión pasivo pensional	135.724
Actualización costos de abandono	105.722
Recuperación provisiones nómina	101.478
Otros	4.110
<b>Saldo a diciembre de 2011</b>	<b>347.034</b>

(2) Principalmente por recuperación de obligaciones pensionales de la asociación entre Ecopetrol S.A. y Occidental de Colombia por \$104.835 e ingresos por comercialidad de campos con asociadas por \$95.379.

(3) Corresponde a producciones no comerciales, las cuales se causaron a partir de abril de 2010 en la cuenta de otros ingresos, según política corporativa.

(4) El detalle de los ingresos de años anteriores es el siguiente:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Otros	75.273	3.503
Resultados en sociedades	18.713	27.771
Subsidios	0	2.440
Reversión provisión ejercicios anteriores	0	7.089
Recuperación de gastos	13.031	28.213
	<b>107.017</b>	<b>69.016</b>

(5) El detalle del gasto por provisiones es el siguiente:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Procesos judiciales	330.468	125.888
Inventarios - productos	8.505	9.743
Propiedad, planta y equipos y materiales	41.948	227.266
Cartera	32.422	169.789
Obligaciones potenciales	29.883	-
Conmutación pensional (*)	241.624	-
Otras provisiones	122.395	19.834
	<b>807.245</b>	<b>552.520</b>

(\*) Corresponde al efecto de la comparación entre los rendimientos de los patrimonios autónomos y la obligación conmutada de Ecopetrol, la cual ha sido mayor a los rendimientos generados.

(6) Incluye, entre otros, convenios de inversión social (disminución analfabetismo, dotación auditorio, centro cultural y deportivos) por \$180.254.

(7) El detalle de los gastos de años anteriores es el siguiente:

	<b>Diciembre 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
Pérdidas en compañías vinculadas	16.460	58.069
Gastos generales	0	2.614
Gastos proyectos no capitalizados	0	9.820
Intereses	1.327	3.763
Depreciación activos fijos	(52.761)	(37.437)
Pozos secos	69.070	49.633
Ajuste regalías *	23.330	138.528
	<b><u>57.426</u></b>	<b><u>224.990</u></b>

(\*) Ajuste liquidación contrato de compra de crudo regalías a la ANH del año 2010.

### (31) **Contingencias**

#### **Ecopetrol S.A.**

A continuación se resumen los procesos más significativos con pretensión superior a \$10.000 sobre los cuales se han reconocido provisiones, se registran de acuerdo con las evaluaciones de los apoderados internos y externos de la Empresa, al 31 de diciembre de 2011 y de 2010:

<b>Proceso</b>	<b>Acción</b>	<b>Cuantía de provisión diciembre 2011</b>	<b>Cuantía de provisión diciembre 2010</b>
Foncoeco (1)	Fondo de Participación de utilidades de los trabajadores y extrabajadores de Ecopetrol S. A.	-	143.692
Luis Enrique Olivera Petro y otros	Acción Popular de Luis Enrique Olivera Petro contra ECOPETROL, La Nación, Ministerio de Minas y otros por extensión del Contrato de Asociación Garcero.	204.189	-
Municipio de Aguazul, Tauramena	Acción popular. Aportes al fondo de solidaridad y redistribución de ingresos como consecuencia de generación de energía, según Ley 142 de 1994.	139.688	139.688
Municipio de Arauca	Acción popular. Aportes al fondo de solidaridad y redistribución de ingresos como consecuencia de generación de energía, según Ley 142 de 1994.	121.051	121.051

Departamento del Tolima	Acción popular para la reliquidación de regalías con el 20% estipulado por la Ley 141 de 1994.	82.287	82.287
Incidencia salarial – estímulo al ahorro	Aplicar incidencia salarial a los dineros pagados bajo la figura de estímulo al ahorro y como consecuencia reliquidar las prestaciones sociales (legales y extralegales) y mesada pensional, desde la fecha en que ECOPETROL empezó a reconocerlo.	18.175	-

A 31 de diciembre de 2011, el saldo de la provisión para procesos judiciales asciende a \$699.270.

- (1) El dictamen pericial de 2005 estableció en \$542.000 el cargo de Ecopetrol en la acción civil ordinaria interpuesta por Foncoeco, la cual pretendía que Ecopetrol pagara el capital y rendimientos financieros autorizados por la Junta Directiva para constituir el fondo de participación de utilidades de los trabajadores de la Empresa. El 29 de junio de 2011, la Sala Civil del Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá revocó la sentencia proferida por el Juzgado 23 Civil del Circuito de Bogotá de 2005; en su lugar, la sentencia de segunda instancia ordenó a la Empresa pagar a Foncoeco únicamente la suma de \$6,6 millones de pesos, monto que fue cancelado el 15 de julio de 2011.

#### **Otras compañías del grupo empresarial**

A continuación se resumen los procesos más significativos de otras compañías del grupo al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

<b>Compañía Grupo Empresarial</b>	<b>Proceso</b>	<b>Acción</b>	<b>Cuantía de provisión diciembre 2011</b>	<b>Cuantía de provisión diciembre 2010</b>
Refinería de Cartagena S.A.	Acción popular - Estampilla pro-Cultura	Primera instancia - A la espera del fallo.	591	536
	Acción popular - Contribución por autogeneración de energía	Primera instancia - Iniciando etapa probatoria.	1.181	1.181
Oleoducto de los Llanos ODL	Proceso Laboral Ordinario de Luis Aníbal Ramírez Sánchez y otros contra ODL y otros	Mediante auto de septiembre de 2011 el Juzgado Segundo Laboral del Circuito de Villavicencio ordenó remitir el proceso al Juzgado Segundo Laboral Adjunto.	672	-
	Investigación Administrativa ante la Superintendencia de Sociedades	Recurso de reposición contra Resolución emitida por la Superintendencia de Sociedades mediante la cual se impuso a la Compañía una sanción	3.587	-

		por extemporaneidad en presentación del Formulario No 13 de inversión suplementaria al capital asignado. En abril se admitió el recurso y se ordenó traslado al recurrente. Presentó demanda de casación Hidrocarbon Services. En septiembre la Compañía presentó la respectiva demanda de Casación. Está al despacho para fallo. Se resolvió favorablemente por el Tribunal. El autor interpuso recurso de apelación por estimar que la cuantía tenida en cuenta para el señalamiento no era la de la condena. La Compañía consignó la liquidación de la condena principal al fondo de pensiones, en la cuantía que indicó el Tribunal, se halla el proceso al despacho para resolver lo relacionado con la liquidación.		
	Recurso Extraordinario de Casación Contatro San Jacinto, La Hocha solo riesgo		1.500	1.500
Hocol S.A.	Ordinario/Laboral		1.040	1.040

### (32) **Compromisos**

#### **Acuerdo para Comercialización de Gas**

Se estableció acuerdo de mandato con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), para que Ecopetrol comercialice a nombre de la ANH el gas natural propiedad del Estado y de las participaciones de la ANH, el cual entrará en vigencia el primero de abril de 2012 hasta el 31 de diciembre de 2013.

#### **Contratos de Suministro de Gas**

Adicional a los contratos ya existentes, la Empresa ha suscrito nuevos contratos de venta o suministro de gas con terceros, tales como Empresas Públicas de Medellín E.S.P., Gases del Caribe, Gases de Occidente S.A. E.S.P., Gas Natural S.A. E.S.P y Gecelca entre otros. Ecopetrol comercializó a diciembre de 2011, 582.44 GBTUD promedio por valor de \$1.614.249 (incluye exportaciones).

#### **Opciones**

#### **Estructuras Forward**

Se ejecutaron coberturas sobre tasa de cambio a través de Forwards. Con estas operaciones se cubre el riesgo de fluctuaciones de la tasa de cambio y se aseguran flujos de caja ciertos para fechas determinadas

### Forwards

Fecha de negociación 2011	Fecha vencimiento al 2012	Volumen	Tasa Forward
29 de diciembre	6 de enero	US \$ 5.000.000	\$1.943, 03

### Contratos Ship or Pay

Ecopetrol S. A. y ODL Finance S. A. tienen firmados los siguientes contratos Ship or Pay: i) El primero soporta la deuda (Tarifa Financiera) a 5 años con el Grupo Aval, la cual es recaudada mediante encargo fiduciario, que realiza los pagos de amortización de la deuda. Este contrato fue reemplazado por uno nuevo, ejecutado en mayo de 2010, a un término de 7 años, para reflejar las nuevas condiciones pactadas con el Grupo Aval y ii) El segundo contrato respalda la titularización (Patrimonio Autónomo Títulos) con un término de 7 años. Los títulos están administrados a partir de su fecha de emisión por un patrimonio autónomo estructurado para tal fin, al cual se cedieron los derechos patrimoniales de facturación, recaudo y pago a los tenedores de los títulos.

Bajo el primer contrato Ship or Pay, ODL Finance S. A. se compromete a transportar 75.000 barriles de crudo diarios, durante el periodo de gracia de dos años de la facilidad y 90.000 barriles de crudo diarios durante los siguientes cinco años. Bajo el segundo contrato, ODL Finance S. A. se compromete a transportar 19.500 barriles de crudo durante la primera fase del proyecto de construcción (que inició operaciones en septiembre de 2009) y 39.000 barriles de crudo diarios a partir del inicio de la segunda fase que se llevó a cabo en el primer trimestre de 2010.

### (33) Reservas de Crudo y Gas

El grupo Ecopetrol se acoge a los estándares internacionales para la estimación, categorización y reporte de reservas, enmarcados en las definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC). El proceso es liderado por el Grupo de Control de Reservas de la Vicepresidencia Corporativa de Finanzas de Ecopetrol S.A., quien define e implementa lineamientos y controles en la organización que permitan garantizar la consistencia en la interpretación y la aplicación de la normatividad vigente para la estimación de reservas. El reporte oficial de reservas fue aprobado por el Comité de Reservas de Ecopetrol en enero de 2012 y ratificado por el Comité de Auditoría en este mismo mes.

Las reservas fueron auditadas en un 99% por 3 compañías especializadas: Gaffney, Cline & Associates, DeGolyer and MacNaughton y Ryder Scott Company. De acuerdo con dichas certificaciones, el reporte de reservas se ajusta al contenido y los lineamientos establecidos en la Regla 4-10 de la regulación S-X de la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos de América.

La siguiente información corresponde a las reservas probadas netas de propiedad del grupo Ecopetrol en 2011 y 2010, la cual corresponde a los balances oficiales de reservas preparados por el grupo Ecopetrol.

	2011			2010		
	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Petróleo equivalente (Mbe)	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Petróleo equivalente (Mbe)
Reservas probadas al 1 de Enero	1.236,4	2.722,6	1.714,0	1.123,3	2.329,4	1.538,2
Revisiones	107,6	-260,8	61,8	51,3	197,0	85,0
Compras de minerales	18,3	93,3	34,6			
Recobro Mejorado	14,8	3,6	15,4	47,4	0,0	47,4
Extensiones y descubrimientos	184,5	386,2	252,3	174,1	362,0	232,4
Producción	-190,5	-176,5	-221,5	-159,8	-165,9	-188,9
Reservas netas probadas a fin de período	<u>1.371,0</u>	<u>2.768,4</u>	<u>1.856,7</u>	<u>1.236,4</u>	<u>2.722,6</u>	<u>1.714,0</u>

Mbls = Millones de barriles

Mbe = Millones de barriles de petróleo equivalente

Gpc: Giga pies cúbicos

### (34) Hechos Subsecuentes

#### **Acuerdo de Ecopetrol y Chevron con PDVSA**

Ecopetrol S.A, en asocio con Chevron Petroleum Company llegaron a un acuerdo para prorrogar el actual contrato suscrito con PDVSA Gas S.A., para la exportación de gas natural entre Colombia y Venezuela por un periodo adicional de dos años y medio a partir de enero de 2012.

Así mismo, se firmaron los respectivos ajustes en los acuerdos previos entre PDVSA Gas y Ecopetrol para enviar gas desde Venezuela a Colombia una vez termine la exportación de gas de Colombia a Venezuela.

### (35) Presentación

Algunas cifras del balance general, del estado de actividad financiera, económica, social y ambiental y del estado de flujos de efectivo del 31 de diciembre de 2010 fueron reclasificadas para propósitos de presentación con las del 31 de diciembre de 2011.

## 9.7. Hoja de Vida – Revisor Fiscal

	<p><b>Luisa Fernanda Salcedo</b>  <b>Socia líder y Revisor Fiscal principal Ecopetrol</b>  <b>Tarjeta Profesional No. 14622-T</b>                  Tel: (57-1) 634 0555 Ext. 261                  Email: luisa_fernanda.salcedo@co.pwc.com</p>
<p><b>Experiencia</b></p>	<p>Contadora Pública con CPA (Certified Public Account) por el New Hampshire Board of Accountancy. Participó en el Programa Internacional de Gerentes de la Firma en la oficina de Houston, USA entre 1991 y 1993 donde integró principalmente equipos de auditoría de clientes del sector petrolero. Líder de industria de Energy &amp; Utilities de PwC Colombia entre 1997 y 2006. Socia líder de la auditoría externa de Ecopetrol entre 1999 y 2003 t revisora fiscal y socia líder de la auditoría externa del Grupo Ecopetrol entre 2008 y 2010, durante los cuales lideró el reporte consolidado 20F y de la auditoría bajo Regulación 404 del PCAOB de Ecopetrol S.A. para presentación ante SEC (Securities &amp; Exchange Commission de Estados Unidos).</p> <p>Participante permanente en cursos internos y externos de entrenamiento en temas como: Auditoría Integrada (Ley SOX y auditoría financiera), US GAAP y Normas Internacionales de Información Financiera NIIF. Instructor en la Firma en la metodología de auditoría integrada para el cumplimiento de las normas del PCAOB y la Ley Sarbanes Oxley. Desde 2004 integra el equipo de especialistas en Colombia en la Ley Sarbanes Oxley y Regulación PCAOB, Sections 302 y 404. Miembro de la Junta Directiva de la Cámara de Comercio Colombo Británica.</p> <p>Además de su experiencia en auditoría financiera, de control interno y de cumplimiento regulatorio, cuenta con más de 18 años de experiencia como socia en el sector de hidrocarburos en empresas como: Exxon Corporation (Houston), Ecopetrol, ExxonMobil, Shell, Grupo Petrobras, Grupo P1 y Petrosantander. Como socia ha sido responsable del reporte para consolidación de subsidiarias de empresas extranjeras preparados bajo US GAAP como Colgate, IFF, Baxter, Goodyear y Xerox; y bajo NIIF en Colombia Movil/Millicom, Grupo Bayer, Clariant, Grupo Diaco, Grupo Petrobras, Loreal, Nokia y el Grupo Saint Gobain.</p>

<b>Compañías en las que ha sido Revisor Fiscal</b>	<b>Año</b>
Ecopetrol	Mayo/2012
Shell Exploration and Production	Julio/2008
Colombia Móvil S. A. E.S.P.	Julio/2008
Fundación Batuta	Actual
Parmalat Colombia Ltda.	Julio/2008

### 9.8. Litigios y Procesos Judiciales

Rol Ecopetrol	Proceso Judicial	Acción	Demandante	Demandado	Autoridad Competente	Ciudad	Año Probable Decisión	Fecha Presentación Demanda	Auto Admisorio	Notificación Demanda	Resultado Conciliación	Sentencia	Tipo Sentencia	Impacto	Cuantía Original Pretensiones	Moneda	Cuantía COP (Pesos Colombianos)	Cuantía estimada por el Juez ante una posible condena	Clases Contingencia
1. Demandado	CIVIL ORDINARIO	Contractual	Llanos Oil Exploration Ltd	Ecopetrol S.A.	Tribunal De Distrito (Unicamente Para Holanda)	La Haya (Holanda)	2013	06/07/2010	03/08/2010	03/08/2010	N.A	Primera	Favorable	Alto	7.000.000.000	Euros	16.469.096.140.000	7.000.000.000	Remoto Perder
1. Demandado	CIVIL ORDINARIO	Otros Abreviados	Foncoeco - Fondo De Participación De Utilidades De Los Trabajadores Y Extrabajadores De Ecopetrol	Ecopetrol S.A.	Juzgado 23 Civil del Circuito	Bogotá (Cundinamarca)	2013	28/10/1997	04/02/1998	04/07/1998	No se concilio	Segunda	Favorable	Alto	60.576.900.000	Pesos Colombianos	60.576.900.000	541.833.685.771	Remoto Perder
1. Demandado	ACCION CONSTITUCIONAL	Acción De Grupo	Martha Liliana Anaya Valencia Y Otros 23 Ciudadanos De Cucuta	Ecopetrol S.A.	Juzgado Primero Administrativo	Cucutá ( Norte de Santander)	2015	16/12/2011	17/01/2012	16/04/2012	No se concilio	Esta en primera instancia	N.A.	Alto	10.752.050.000.000	Pesos Colombianos	10.752.050.000.000	298.564.500	Remoto Perder

## 10. CERTIFICACIONES

### 10.1. Certificación del Representante Legal del Emisor



Bogotá, 11 de junio de 2013.

Señores  
**SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA**  
Ciudad

Ref.: Certificación de Verificación del Contenido del Prospecto.

Actuando en nombre y representación de ECO PETROL S.A. (en adelante "ECO PETROL"); me permito certificar que dentro de mi competencia, he empleado la debida diligencia en la verificación del contenido del Prospecto de Información del Programa de Emisión de Bonos de Deuda Pública Interna y Papeles Comerciales de ECO PETROL, hasta por un valor de COP \$3 billones, en forma tal que certifico la veracidad del mismo y que en este no se presentan omisiones de información que revistan materialidad y puedan afectar la decisión de los futuros inversionistas.

Así mismo, de conformidad con lo establecido en el Artículo 46 de la Ley 964 de 2005, en mi calidad de Representante Legal de ECO PETROL, certifico que los estados financieros y otros informes relevantes para el público no contienen vicios, imprecisiones o errores que impidan conocer la verdadera situación patrimonial o las operaciones de ECO PETROL.

Atentamente,

  
**JAVIER G. GUTIÉRREZ PEMBERTHY.**  
Representante Legal  
**ECOPETROL S.A.**

Carrera 13 No. 36-24, piso 12, Bogotá D.C. Colombia  
Teléfonos: (+571)234 4112 Fax: (+571) 234 4224

## 10.2. Certificación del Revisor Fiscal del Emisor



### *Certificación del Revisor Fiscal*

A la Presidencia de Ecopetrol S. A.

24 de mayo de 2013

En mi calidad de Revisor Fiscal de Ecopetrol S. A., con Nit 899.999.068-1, certifico que la información contenida en los estados financieros que acompañan el prospecto de emisión de bonos de deuda pública interna y papeles comerciales, ha sido verificada contra los libros oficiales de contabilidad y los registros contables de la Compañía al 31 de diciembre de 2010, 2011, 2012 y primer trimestre de 2013. Dentro de lo de mi competencia certifico que la información financiera incluida en este prospecto es veraz y en el mismo no se presentan omisiones de información financiera que revistan materialidad y pudieran afectar la decisión de los futuros inversionistas de los bonos de deuda pública interna y papeles comerciales en relación con aspectos financieros.

Los estados financieros de la Compañía correspondientes al año 2010, fueron auditados por un contador público vinculado a PwC, quien para ese periodo actuaba como Revisor Fiscal de Ecopetrol S.A. y en su informe de fecha 25 de febrero de 2011, emitió una opinión sin salvedades sobre los mismos.

Los estados financieros de la Compañía correspondientes al año 2011 y 2012, fueron auditados por otro contador público vinculado a KPMG, quien para esos periodos actuaba como Revisor Fiscal de Ecopetrol S.A. y en su informe de fecha 17 de febrero de 2012 y 20 de febrero de 2013 respectivamente, emitió una opinión sin salvedades sobre los mismos.

Los registros contables del año 2013, están siendo auditados por mí, con el propósito de emitir una opinión sobre si los estados financieros de Ecopetrol S. A., al 31 de diciembre de 2013, presentan razonablemente la situación financiera y el resultado de sus operaciones de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, promulgados por la Contaduría General de la Nación. Por consiguiente, en las actuales circunstancias, no estoy en condiciones de emitir una opinión sobre la razonabilidad de la información al 31 de marzo de 2013.

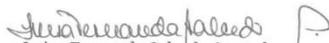
PricewaterhouseCoopers Ltda., Calle 100 No. 11A - 35, Piso 5 Bogotá, Colombia  
Tel: (57-1) 6340555, Fax: (57-1) 2188544, www.pwc.com/co



*A la Presidencia de Ecopetrol S. A.*

*24 de mayo de 2013*

La presente certificación se expide para dar respuesta a la solicitud realizada por la Presidencia de la Compañía para ser entregada a la Superintendencia Financiera de Colombia y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, y no debe ser usada para ningún otro propósito ni distribuida a terceros diferentes.

  
Luisa Fernanda Salcedo Saavedra  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional No. 14622-T

### 10.3. Certificación del Representante Legal de Tenedores de Bonos



NIT. 800.141.021-1

#### CERTIFICACIÓN DEL REPRESENTANTE LEGAL DE TENEDORES DE BONOS

El Suscrito Representante Legal de  
**HELM FIDUCIARIA S.A.**

#### CERTIFICA

Dentro de su competencia como Representante Legal de Tenedores de Bonos, que empleó la debida diligencia en la verificación del contenido del Prospecto de Información de la Emisión de Bonos Ecopetrol S.A. por parte de Ecopetrol S.A., en forma tal que certifica que en éste no se presentan omisiones de información que revistan materialidad y puedan afectar la decisión de los futuros inversionistas.

La presente constancia se expide en la ciudad de Bogotá D.C. a los Catorce (14) días del mes de Junio de 2013.

Sociedad Fiduciaria  
VERIFICADO  
INFORMACIONES FINANCIERAS  
RELEVANTES

**ALFREDO BOTTA ESPINOSA**  
C.C. No. 80.409.191 expedida en Usaquén  
Representante Legal  
**HELM FIDUCIARIA S.A.**

**M1**  
Fitch Ratings  
Colombia S.A.



Bogotá: Carrera 7 No. 27-18 Piso 19 Teléfono: (P.B.X.) 5818181 Fax: 3276732 A.A. 241644  
Cali: Calle 22 N. No. 6 A-24 Piso 2 Santa Mónica Teléfono: (P.B.X.) 4861818 Fax: 4861818 Ext. 3279 A.A. 11497 Medellín: Calle 7 No. 39-215 Oficina 201  
Teléfono: (4) 6041818 Fax: (4) 3105057 Bucaramanga: Carrera 29 No. 45-77 Piso 2 Teléfono: (7) 6971818 Fax: (7) 6573773 A.A. 50080  
Cartagena: Avenida San Martín No. 9-219 Teléfono: (P.B.X.) 6931818 Fax: 6653309 Barranquilla: Carrera 51 B No. 82-239 Piso 3 Teléfono: (P.B.X.) 3851818 Fax: 3585020

#### 10.4. Certificación a Estados Financieros



#### CERTIFICADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

En cumplimiento del artículo 37 de la Ley 222 de 1995, Javier G. Gutiérrez Pemberthy como Representante Legal y Alberto Vargas Peñalosa como Contador de ECOPETROL S.A. ("ECOPETROL" o la "Compañía") certificamos que se han verificado previamente las afirmaciones contenidas en los estados financieros de ECOPETROL: Balance General comparativo a 31 de Marzo de 2013 y 2012 y Estado de Resultados comparativo en el período comprendido entre el 1 de Enero al 31 de Marzo de 2013 y 2012, así como en los estados financieros no consolidados de la Compañía con corte a 31 de Diciembre de 2012 comparativo a 31 de Diciembre de 2011 y 31 de Diciembre de 2011 comparativo a 31 de Diciembre de 2010, y así como en los estados financieros consolidados de la Compañía con corte a 31 de Diciembre de 2012 comparativo a 31 de Diciembre de 2011 y 31 de Diciembre de 2011 comparativo a 31 de Diciembre de 2010, conforme al reglamento y que han sido tomados fielmente de los libros.



**Javier G. Gutiérrez Pemberthy**  
Representante Legal  
Ecopetrol S.A.



**Alberto Vargas Peñalosa**  
Contador Público  
T.P. 167682-T

**Programa de Emisión de Bonos de Deuda Pública Interna y Papeles Comerciales**

**ECOPETROL S.A.**

**\$3.000.000.000.000**



**Representante Legal de Tenedores de Bonos**

*Helm.*

**Bolsa de Valores**



**Asesor Legal de Emisor**

**MOSQUERA** ABOGADOS