



Nit. 899.999.068-1

Carrera 7 N° 37-69, Bogotá

# PROSPECTO DE INFORMACIÓN CONSTITUTIVO DEL PROGRAMA DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN DE ACCIONES DE ECOPETROL

El Programa tiene Tres Rondas y dentro de cada Ronda,  
se podrán realizar una o más Ofertas Públicas de Acciones

## Primera Ronda

### Actividad Principal De ECOPETROL

El objeto social principal 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.

<b>Clase de Título Ofrecido:</b>	Acciones Ordinarias
<b>Valor Nominal por Acción:</b>	Doscientos cincuenta pesos (COP250)
<b>Número de Acciones a Ofrecer:</b>	<b>Primera Ronda:</b> El número de acciones a ofrecer se establecen según las condiciones del numeral 2.1.1 <b>Segunda Ronda:</b> El número de acciones a ofrecer se establecen según las condiciones del numeral 2.2.1 <b>Tercera Ronda:</b> El número de acciones a ofrecer se establecen según las condiciones del numeral 2.3.1
<b>Precio de Suscripción:</b>	<b>Primera Ronda:</b> El precio de suscripción se establecen según las condiciones del numeral 2.1.2 <b>Segunda Ronda:</b> El precio de suscripción se establecen según las condiciones del numeral 2.2.2 <b>Tercera Ronda:</b> El precio de suscripción se establecen según las condiciones del numeral 2.3.2
<b>Ley de Circulación:</b>	Nominativas
<b>Monto del Cupo Global del Programa:</b>	Es el monto máximo de Acciones que se pueden ofrecer en desarrollo del Programa y que equivale al veinte por ciento (20%) de las acciones que conforman el capital de Ecopetrol.
<b>Destinatarios de la Oferta:</b>	<b>Primera y Segunda Ronda:</b> De acuerdo con lo establecido por el Artículo 3 de la Ley 1118 de 2006 los destinatarios de la presente Oferta en la Primera Ronda (en adelante los Destinatarios Preferenciales) son: (i) los trabajadores activos y pensionados de Ecopetrol, (ii) todo extrabajador de Ecopetrol, siempre y cuando no haya sido desvinculado con justa causa, (iii) las asociaciones de empleados o ex empleados de Ecopetrol, (iv) los sindicatos de trabajadores, (v) las federaciones de sindicatos de trabajadores y confederaciones sindicales, (vi) los fondos de empleados, (vii) los fondos mutuos de inversión, (viii) los fondos de cesantías y fondos de pensiones, (ix) las entidades cooperativas definidas por la legislación cooperativa, (x) las cajas de compensación familiar, (xi) los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol, (xii) las entidades territoriales, y (xiii) cualquier ciudadano colombiano. Según lo contemplado en los numerales 2.1.7 y 2.2.6 <b>Tercera Ronda:</b> Serán destinatarios de la Tercera Ronda, quienes componen el Público en General. Según lo contemplado en el numeral 2.3.5
<b>Inversión Mínima:</b>	<b>Primera Ronda:</b> La inversión mínima para la Primera Ronda será de 1.000 acciones. <b>Segunda Ronda:</b> La inversión mínima para la Segunda Ronda será de 2.000 acciones. <b>Tercera Ronda:</b> La inversión mínima para la Tercera Ronda será de 5.000 acciones.
<b>Derechos de las Acciones Ordinarias:</b>	Todas las acciones confieren a su titular un igual derecho en el haber social y en los beneficios que se repartan y cada una de ellas tiene derecho a un voto en las deliberaciones de la Asamblea General de Accionistas, con las limitaciones legales. Otros derechos de los accionistas se incluyen en el numeral 1.2.11 de este Prospecto.
<b>Mercado al que se dirige:</b>	La oferta de las Acciones Ordinarias de que trata el presente Prospecto de Información se dirigirá al Mercado Principal.
<b>Modalidad de inscripción:</b>	Las acciones objeto de la oferta de que trata el presente Prospecto han sido inscritas en el Registro Nacional de Valores y Emisores.
<b>Valor Intrínseco de la Acción:</b>	31/12/2003: COP 217.406 31/12/2004: COP 235.593 31/12/2005: COP 312.964 31/12/2006: COP 490.832 30/06/2007: COP 205.545
<b>Bolsa de Valores:</b>	Los títulos están inscritos en la Bolsa de Valores de Colombia S.A.
<b>Agentes Líderes Estructuradores:</b>	Unión temporal conformada por J.P. Morgan Securities Inc., Credit Suisse Securities (USA) LLC y Banca de Inversión Bancolombia S.A. Corporación Financiera.
<b>Asesor Legal:</b>	Gómez Pinzón Abogados
<b>Plazo de Suscripción:</b>	<b>Primera Ronda:</b> Por un término mínimo de quince (15) días hábiles contados a partir del día hábil siguiente a la publicación del Aviso de Oferta según las condiciones del numeral 2.4.1.1 <b>Segunda Ronda:</b> Esta Oferta tendrá un término mínimo de quince (15) días calendario contados a partir del día hábil siguiente a aquél en que se publique por primera vez el respectivo Aviso de Oferta según las condiciones del numeral 2.4.2.1 <b>Tercera Ronda:</b> La primera Oferta tendrá una vigencia mínima de quince (15) días hábiles contados a partir del día hábil siguiente a aquél en que se publique por primera vez el respectivo Aviso de Oferta, según las condiciones del numeral 2.4.3.1
<b>Comisiones y gastos conexos que el suscriptor debe desembolsar:</b>	Los inversionistas no tendrán que pagar comisiones ni otros gastos conexos para la suscripción de las Acciones Ordinarias.
<b>Administrador de las Acciones:</b>	Las Acciones se encuentran totalmente desmaterializadas y depositadas en el Depósito Centralizado de Valores de Colombia Deceval S.A. para su custodia.

La información financiera incluida en el presente Prospecto de Información se encuentra actualizada al 30 de junio de 2007. A partir de esa fecha, dicha información se puede consultar en el Registro Nacional de Valores y Emisores y/o en la Bolsa de Valores de Colombia S.A.

La Sociedad cuenta con Código de Buen Gobierno que cumple con los requisitos de la Resolución 275 de 2001 de la Superintendencia de Valores, hoy Superintendencia Financiera de Colombia, el cual podrá ser consultado en la página web [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co). Adicionalmente, la sociedad efectuará de conformidad con la Circular Externa 028 de 2007 de la Superintendencia Financiera de Colombia, el reporte anual de las prácticas contenidas en el Código País\*.

#### ADVERTENCIA

LA EMISIÓN SE REALIZA EN FORMA DESMATERIALIZADA, POR LO TANTO, LOS ADQUIRIENTES DE LAS ACCIONES RENUNCIAN A LA POSIBILIDAD DE MATERIALIZAR LAS ACCIONES EMITIDAS. 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 EN LA BOLSA DE VALORES DE COLOMBIA S.A. NO GARANTIZA LA BONDAD DEL TÍTULO NI LA SOLVENCIA DEL EMISOR.

SE CONSIDERA INDISPENSABLE LA LECTURA DEL PROSPECTO DE INFORMACIÓN PARA QUE LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS PUEDAN EVALUAR ADECUADAMENTE LA CONVENIENCIA DE LA INVERSIÓN.

EL PROSPECTO NO CONSTITUYE UNA OFERTA NI UNA INVITACIÓN POR O A NOMBRE DEL EMISOR, DE LOS AGENTES LÍDERES ESTRUCTURADORES, LOS COLOCADORES, O EL ASESOR LEGAL A SUSCRIBIR CUALQUIERA DE LOS VALORES SOBRE LOS QUE TRATA EL MISMO.

### Agentes Líderes Estructuradores y Asesor



Adjudicación



Depósito Central de Valores



# AGOSTO de 2007

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROGRAMA Y DE LAS ACCIONES ORDINARIAS</b>	<b>29</b>
1.1	PROGRAMA DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN DE ACCIONES	29
1.1.1	Monto del cupo global para efectuar las emisiones que abarque el presente Programa.	29
1.2	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS ACCIONES ORDINARIAS	29
1.2.1	Clase de título ofrecido	29
1.2.2	Derechos políticos y económicos que incorporan las Acciones Ordinarias	29
1.2.3	Reintegro a la reserva	29
1.2.4	Ley de circulación y negociación secundaria	30
1.2.5	Valor nominal de cada acción	30
1.2.6	Costos y gastos de la participación en el Programa de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol	30
1.2.7	Bolsa de valores donde estarán inscritas las Acciones Ordinarias	30
1.2.8	Objetivos económicos y financieros del Programa	30
1.2.9	Régimen jurídico aplicable a las Acciones Ordinarias	30
1.2.10	Administrador del Programa	31
	1.2.10.1 Información relacionada con el domicilio y dirección del Administrador del Programa	31
	1.2.10.2 Derechos y obligaciones que se derivan del contrato a suscribir con el Administrador del Programa	31
1.2.11	Derechos de los titulares de las Acciones Ordinarias	32
1.2.12	Obligaciones de los titulares de las Acciones Ordinarias	33
1.2.13	Obligaciones de Ecopetrol	34
1.2.14	Programa totalmente desmaterializado	34
1.2.15	Solicitud y publicación de información adicional	34
1.2.16	Negociación secundaria de las Acciones Ordinarias	34
1.2.17	Mecanismos para la prevención del lavado de activos	35
	1.2.17.1 Ecopetrol	35
	1.2.17.2 Red de Distribución y Colocación	35
1.2.18	Mercado Secundario y Metodología de Valoración	35
1.2.19	Aceptación de los términos del Reglamento	35
1.2.20	Otras condiciones	35
<b>2</b>	<b>CARACTERÍSTICAS GENERALES CONDICIONES FINANCIERAS Y REGLAS DE LA EMISIÓN PARA CADA UNA DE LAS RONDAS</b>	<b>37</b>
2.1	CARACTERÍSTICAS GENERALES CONDICIONES FINANCIERAS Y REGLAS DE LA EMISIÓN PARA LA PRIMERA RONDA	37
2.1.1	Cantidad de acciones objeto de la oferta	37
2.1.2	Precio de suscripción	37
2.1.3	Número mínimo de acciones a suscribir	37
2.1.4	Número máximo de acciones a suscribir	37
2.1.5	Condiciones para facilitar el acceso a la propiedad accionaria de Ecopetrol a trabajadores y pensionados	38
2.1.6	Gastos de Administración del Depositante Directo	38
2.1.7	Destinatarios de la oferta	38
2.2	CARACTERÍSTICAS GENERALES CONDICIONES FINANCIERAS Y REGLAS DE LA EMISIÓN SEGUNDA RONDA	38
2.2.1	Cantidad de acciones objeto de la oferta	38
2.2.2	Precio de suscripción	39
2.2.3	Número mínimo de acciones a suscribir	39
2.2.4	Número máximo de acciones a suscribir	39
2.2.5	Gastos de Administración del Depositante Directo	39
2.2.6	Destinatarios de la oferta	39
2.3	CARACTERÍSTICAS GENERALES CONDICIONES FINANCIERAS Y REGLAS DE LA EMISIÓN TERCER RONDA	39
2.3.1	Cantidad de acciones objeto de la oferta	39
2.3.2	Precio de suscripción	40
2.3.3	Número mínimo de acciones a suscribir	40
2.3.4	Número máximo de acciones a suscribir	40
2.3.5	Destinatarios de la oferta	40
2.4	CONDICIONES DE LA OFERTA Y DE LA COLOCACIÓN PARA CADA UNA DE LAS RONDAS	40
2.4.1	CONDICIONES DE LA OFERTA Y DE LA COLOCACIÓN PARA LA PRIMERA RONDA	40

2.4.1.1	Plazo de suscripción y vigencia de la oferta	40
2.4.1.2	Medios para formular la oferta	41
2.4.1.3	Forma de pago de las Acciones Ordinarias	41
2.4.1.4	Mecanismo de Distribución de las Acciones Ordinarias	42
2.4.1.5	Aplicación de los pagos y liberación de las Acciones pagadas en la modalidad de pago de Acciones por cuotas	42
2.4.1.6	Reglas para presentar Aceptaciones	43
2.4.1.7	Presentación de Aceptaciones	43
2.4.1.7.1	Personas Naturales	43
2.4.1.7.2	Destinatarios distintos a Personas Naturales	43
2.4.1.8	Presentación de más de Una Aceptación	44
2.4.1.9	Rechazo de Aceptaciones	44
2.4.1.10	Deficiencias en la presentación de la información	44
2.4.1.11	Suministro de información adicional	45
2.4.1.12	Confidencialidad	45
2.4.1.13	Errores o deficiencias no subsanables	45
2.4.1.14	Devolución de la Cuota Inicial	45
2.4.1.15	Procedimiento para la adjudicación de las Acciones Ordinarias	45
2.4.1.15.1	Adjudicación	45
2.4.1.15.2	Otras Reglas Aplicables	46
2.4.1.16	Perfeccionamiento de la suscripción de las Acciones Ordinarias	46
2.4.1.17	Comunicación de la Adjudicación	46
2.4.1.18	Procedimientos para la ejecución de morosos en el pago de las acciones	46
2.4.1.19	Otros aspectos	47
2.4.1.20	Declaraciones	47
2.4.2	<b>CONDICIONES DE LA OFERTA Y DE LA COLOCACIÓN PARA LA SEGUNDA RONDA</b>	48
2.4.2.1	Plazo de suscripción y vigencia de la oferta	48
2.4.2.2	Medios para formular la oferta	48
2.4.2.3	Forma de pago de las Acciones Ordinarias	48
2.4.2.4	Mecanismo de Distribución de las Acciones Ordinarias	49
2.4.2.5	Aplicación de los pagos y liberación de las Acciones pagadas en la modalidad de pago de Acciones por cuotas	50
2.4.2.6	Reglas para presentar Aceptaciones	50
2.4.2.7	Presentación de Aceptaciones	50
2.4.2.8	Deficiencias en la presentación de la información	50
2.4.2.9	Suministro de información adicional	50
2.4.2.10	Confidencialidad	50
2.4.2.11	Errores o deficiencias no subsanables	51
2.4.2.12	Devolución de la Cuota Inicial	51
2.4.2.13	Procedimiento para la adjudicación de las Acciones Ordinarias	51
2.4.2.13.1	Adjudicación	51
2.4.2.13.2	Otras Reglas Aplicables	51
2.4.2.14	Perfeccionamiento de la suscripción de las Acciones Ordinarias	51
2.4.2.15	Comunicación de la Adjudicación	52
2.4.2.16	Declaraciones	52
2.4.2.17	Procedimientos para la ejecución de morosos en el pago de las acciones	52
2.4.3	<b>CONDICIONES DE LA OFERTA Y DE LA COLOCACIÓN PARA LA TERCERA RONDA</b>	53
2.4.3.1	Plazo de suscripción y vigencia de la oferta	53
2.4.3.2	Medios para formular la oferta	53
2.4.3.3	Forma de pago de las Acciones Ordinarias	53
2.4.3.4	Mecanismo de Distribución de las Acciones Ordinarias	53
2.4.3.5	Reglas para presentar Aceptaciones	54
2.4.3.6	Presentación de más de Una Aceptación	54
2.4.3.7	Confidencialidad	54
2.4.3.8	Procedimiento para la adjudicación de las Acciones Ordinarias	54
2.4.3.9	Perfeccionamiento de la suscripción de las Acciones Ordinarias	54
2.5	<b>INFORMACIÓN ADICIONAL DEL PROGRAMA</b>	55
2.5.1	Proceso para cambiar los derechos asociados a las Acciones Ordinarias	55
2.5.2	Limitaciones para la adquisición de las Acciones Ordinarias por parte de los accionistas o determinada clase de accionistas	55
2.5.3	Forma de convocatoria a las asambleas ordinarias y extraordinarias de accionistas	55
2.5.4	Condiciones para participar en las asambleas ordinarias y extraordinarias de accionistas	56
2.5.5	Breve descripción de cualquier convenio que tenga por efecto retrasar, prevenir, diferir o hacer más oneroso un cambio en el control de la compañía	56
2.5.6	Si existen fideicomisos en los que se limiten los derechos corporativos que confieren las acciones	56
2.5.7	Si existen cláusulas estatutarias o acuerdos entre accionistas que limiten o restrinjan a la Administración de la compañía o a sus accionistas, tales como: quórum mínimo para contratar pasivos, realizar inversiones, cambiar las compensaciones de directivos y ejecutivos, vender activos, etc.	56
2.5.8	Restricciones para la negociación	56

### 3 VALORACIÓN DE ECOPETROL ..... 57

3.1	ANTECEDENTES .....	57
3.2	INTRODUCCIÓN.....	57
3.3	METODOLOGÍAS DE VALORACIÓN .....	57
3.3.1	Metodología principal—Flujo de caja descontado .....	58
3.3.1.1	Flujo de caja libre descontado .....	58
3.3.1.2	Flujo de caja libre .....	59
3.3.1.3	Tasa de descuento .....	59
3.3.1.4	Metodologías de valoración de apoyo—Empresas Comparables .....	60
3.4	Resumen metodologías de valoración .....	61
<b>4</b>	<b>DATOS RELATIVOS A ECOPETROL .....</b>	<b>63</b>
4.1	SITUACIÓN GENERAL DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO .....	63
4.1.1	Mercado mundial del petróleo .....	63
4.1.1.1	Oferta .....	64
4.1.1.2	Demanda .....	64
4.1.1.3	Precios .....	65
4.1.1.4	Reservas .....	65
4.1.1.5	Perspectivas .....	67
4.1.2	La industria de hidrocarburos en Colombia .....	67
4.1.2.1	Infraestructura .....	67
4.1.2.2	Desarrollo urbano .....	67
4.1.2.3	Transporte .....	68
4.1.2.4	Telecomunicaciones .....	68
4.1.2.5	Energía eléctrica, Agua potable y Saneamiento básico .....	68
4.1.2.6	Gas natural .....	68
4.1.3	Infraestructura Petrolera .....	68
4.1.4	Marco Regulatorio .....	69
4.1.4.1	Entes reguladores .....	69
4.1.4.1.1	Ministerio de Minas y Energía .....	69
4.1.4.1.2	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) .....	69
4.1.4.2	Entidades que ejercen inspección, vigilancia y control sobre Ecopetrol .....	69
4.1.4.2.1	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios .....	69
4.1.4.2.2	Superintendencia de Sociedades .....	69
4.1.4.2.3	Superintendencia Financiera de Colombia .....	69
4.1.4.3	Entes administradores del recurso de hidrocarbúfero .....	69
4.1.4.3.1	Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) .....	69
4.1.4.3.2	Ministerio de Minas y Energía .....	69
4.1.4.4	Legislación .....	70
4.1.4.5	Esquemas de Operación .....	70
4.1.4.6	Gas .....	70
4.1.5	Dinámica del sector .....	71
4.1.5.1	Perspectivas del Sector .....	71
4.1.5.2	Reservas .....	74
4.1.5.3	Exploración en Colombia .....	75
4.1.5.4	Producción .....	76
4.1.5.5	Demanda .....	77
4.1.5.6	Exportaciones de crudo y derivados .....	78
4.1.6	Impacto de la industria en la economía colombiana .....	79
4.2	INFORMACIÓN GENERAL DE ECOPETROL S.A. ....	80
4.2.1	Historia .....	81
4.2.2	La cadena de valor de Ecopetrol .....	82
4.2.2.1	Exploración .....	82
4.2.2.2	Producción .....	82
4.2.2.3	Refinación y Petroquímica .....	82
4.2.2.4	Transporte .....	83
4.2.2.5	Suministro y mercadeo .....	83
4.2.2.6	Áreas Centro Corporativo .....	83
4.2.3	La transformación de Ecopetrol .....	83
4.2.3.1	Producción de Petróleo en Colombia .....	86
4.2.3.2	Producción de Petróleo de Ecopetrol .....	87
4.2.3.3	Producción de Petróleo Pesado de Ecopetrol .....	87
4.2.3.4	Volumen Hurtado de Hidrocarburos .....	90
4.2.3.5	Resultados financieros .....	90
4.3	MARCO ESTRATÉGICO .....	90
4.3.1	ESTRATEGIA DE CRECIMIENTO .....	91
4.3.1.1	Exploración en Colombia .....	91
4.3.1.2	Internacionalización .....	92
4.3.1.3	Crudos Pesados .....	93
4.3.1.4	Campos Maduros .....	94
4.3.1.5	Gas Natural .....	95

4.3.2	4.3.1.6	Refinación y Transporte .....	95
		<b>ESTRATEGIA DE CONSOLIDACIÓN ORGANIZACIONAL .....</b>	<b>97</b>
	4.3.2.1	Talento Humano:.....	97
	4.3.2.2	Excelencia Operacional:.....	98
	4.3.2.3	Refinación:.....	98
	4.3.2.4	Transporte:.....	99
	4.3.2.5	Gestión con calidad:.....	100
	4.3.2.6	Ciencia y Tecnología:.....	100
4.4		<b>RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA.....</b>	<b>101</b>
4.4.1		Transparencia y comunicación con los grupos de interés .....	101
4.4.2		Ambiente de control .....	101
4.4.3		Gestión ambiental.....	101
4.4.4		Gestión social .....	102
4.4.5		Atención a clientes.....	102
4.4.6		Atención a proveedores.....	102
4.4.7		Cultura Organizacional .....	103
4.5		<b>INFORMACIÓN CORPORATIVA .....</b>	<b>103</b>
4.5.1		Objeto social .....	103
4.5.2		Duración de la sociedad .....	103
4.5.3		Estructura organizacional.....	103
	4.5.3.1	Asamblea general de accionistas .....	103
	4.5.3.2	Junta directiva.....	104
	4.5.3.3	Organigrama y personal directivo .....	107
	4.5.3.4	Revisoría fiscal.....	110
	4.5.3.5	Accionistas y composición accionaria a junio 30 de 2007 .....	110
	4.5.3.6	Código de buen gobierno.....	111
4.5.4		Situación de subordinación y compañías en las que Ecopetrol posee participación:.....	111
4.5.5		Causales de disolución.....	112
4.5.6		Política de dividendos.....	113
4.5.7		Certificación de las Reservas de Ecopetrol .....	113
	4.5.7.1	Certificación de Reservas Gaffney, Cline & Associates.....	113
	4.5.7.2	Certificación de Reservas Degolyer and MacNaughton.....	114
	4.5.7.3	Certificación de Reservas Degolyer and MacNaughton para los campos Neiva y Orito.....	115
	4.5.7.4	Certificación de Reservas de Ryder Scott Company .....	115
4.6		<b>ASPECTOS LEGALES .....</b>	<b>125</b>
4.6.1		Contratos relevantes .....	125
	4.6.1.1	Exploración y Producción .....	125
	4.6.1.2	Transporte.....	126
	4.6.1.3	Refinación.....	129
4.6.2		Procesos judiciales .....	130
	4.6.2.1	Procesos Relevantes .....	131
	4.6.2.2	Procesos Laborales.....	133
	4.6.2.3	Procesos Relacionados con la Capitalización / Contra la Ley 1118 de 2006 y el Decreto Ley 1760 de 2003.....	133
4.6.3		Patentes, marcas y otros derechos de propiedad relevantes .....	134
	4.6.3.1	Marcas.....	134
	4.6.3.2	Patentes.....	134
	4.6.3.3	Otros Aspectos Relevantes sobre Propiedad Intelectual .....	135
4.6.4		Protección gubernamental .....	135
4.6.5		Operaciones con vinculadas, accionistas y/o administradores .....	135
4.7		<b>ASPECTOS LABORALES CON CORTE A 30 DE JUNIO DEL 2007 .....</b>	<b>138</b>
4.7.1		Sindicato de Trabajadores.....	138
4.7.2		Régimen Laboral.....	139
4.7.3		Regímenes Salariales y Prestacionales .....	139
4.7.4		Pasivo Pensional .....	139
4.8		<b>INFORMACIÓN A JUNIO 30 DEL 2007 .....</b>	<b>140</b>
4.8.1		Principales clientes a junio 30 del 2007 .....	140
4.8.2		Principales proveedores a junio 30 de 2007 .....	140
4.8.3		Obligaciones financieras a junio 30 del 2007 .....	140
4.8.4		Garantías otorgadas a favor de terceros a junio 30 del 2007.....	141
4.8.5		Descripción de los activos fijos a junio 30 del 2007 .....	141
4.8.6		Otras inversiones que exceden el 10% del total de los activos fijos al 30 de junio del 2007 .....	141
5		<b>COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN .....</b>	<b>143</b>
5.1		OFERTAS PÚBLICAS DE ADQUISICIÓN DE ACCIONES DE ECOPETROL.....	143
5.2		OFERTAS PÚBLICAS O PRIVADAS DE VALORES QUE ESTÉ ADELANTANDO ECOPETROL.....	143

5.3	INFORMACIÓN DE LAS PERSONAS JURÍDICAS Y NATURALES QUE HAN PARTICIPADO EN LA TASACIÓN, VALORACIÓN O EVALUACIÓN DE ALGÚN ACTIVO O PASIVO DE ECOPETROL.....	143
5.4	PROVISIONES Y RESERVAS PARA LA READQUISICIÓN DE ACCIONES.....	143
5.5	VINCULACIÓN CON EL AGENTE ESTRUCTURADOR Y AGENTE COLOCADOR .....	143
5.6	PRINCIPALES INVERSIONES EN CURSO DE REALIZACIÓN .....	143
5.7	CRÉDITOS O CONTINGENCIAS QUE REPRESENTEN EL 5% O MÁS DEL PASIVO TOTAL .....	145
5.8	GARANTÍAS REALES OTORGADAS A FAVOR DE TERCEROS .....	145
5.9	LIQUIDEZ DE ECOPETROL.....	146
5.10	COMPORTAMIENTO DE LOS INGRESOS OPERACIONALES .....	146
5.11	ANÁLISIS RESULTADOS OPERACIONALES.....	147
5.12	CARGA PRESTACIONAL, PASIVO PENSIONAL Y RESULTADO DEL CÁLCULO ACTUARIAL.....	148
5.13	INFLACIÓN, FLUCTUACIONES EN EL TIPO DE CAMBIO E INSTRUMENTOS DE COBERTURA CAMBIARIA 149	
5.14	PRÉSTAMOS E INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA.....	149
5.15	RESTRICCIONES ACORDADAS CON LAS SUBORDINADAS PARA TRANSFERIR RECURSOS A ECOPETROL .....	149
5.16	NIVEL DE ENDEUDAMIENTO Y PERFIL DE LA DEUDA DE ECOPETROL .....	149
5.17	CRÉDITOS O DEUDAS FISCALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 .....	150
5.18	INVERSIONES EN CAPITAL 2006.....	151
5.19	ANÁLISIS DE LAS PRINCIPALES CUENTAS DEL BALANCE .....	151
5.20	PRINCIPALES CAMBIOS EN EL BALANCE DE ECOPETROL EN EL 2007 .....	154
5.20.1	Hechos relevantes a junio 30 del 2007 .....	154
5.20.1.1	Aportes del Estado .....	154
5.20.1.2	Reconocimiento de la deuda de Ecogás .....	154
5.20.1.3	Subsidios.....	155
5.20.1.4	Conmutación pensional.....	156
5.20.2	Hechos relevantes a futuro en 2007 .....	157
5.20.2.1	Entrega de recursos del FAEP a la Nación .....	157
5.21	PERSPECTIVAS CONSERVADORAS DE ECOPETROL PARA UN PERIODO DE 3 A 5 AÑOS .....	157
<b>6</b>	<b>INFORMACIÓN FINANCIERA .....</b>	<b>159</b>
6.1	INDICADORES FINANCIEROS.....	159
6.2	ANÁLISIS FINANCIERO A JUNIO 30 DE 2007 .....	160
6.3	INFORMACIÓN FINANCIERA DE ECOPETROL A JUNIO 30 DE 2007 Y 2006 .....	163
6.3.1	Informe de Revisoría Fiscal a junio 30 2006 – 2007 .....	163
6.3.2	Estados Financieros no Consolidados a junio 30 2006 – 2007.....	164
6.3.3	Notas a los estados financieros no Consolidados (NO AUDITADOS) junio 30 de 2007 - junio 30 de 2006 .....	169
6.4	INFORMACIÓN FINANCIERA DE ECOPETROL A DICIEMBRE DE 2006 Y 2005 .....	190
6.4.1	Informe de gestión.....	190
6.4.2	Dictamen del revisor fiscal estados financieros 2006 .....	192
6.4.3	Estados financieros comparativos a diciembre de 2006 y 2005 .....	193
6.4.4	Notas a los estados financieros por los años terminados en diciembre de 2006 y 2005 .....	198
6.5	INFORMACIÓN FINANCIERA DE ECOPETROL A DICIEMBRE DE 2005 Y 2004 .....	218
6.5.1	Informe de gestión.....	218
6.5.2	Dictamen del revisor fiscal estados financieros 2005 .....	219
6.5.3	Estados financieros comparativos a diciembre de 2005 y 2004 .....	220
6.5.4	Notas a los estados financieros por los años terminados en diciembre de 2005 y 2004 .....	225
6.6	INFORMACION FINANCIERA DE ECOPETROL DICIEMBRE DE 2004 Y 2003.....	245
6.6.1	Informe de Gestión.....	245
6.6.2	Dictamen del revisor fiscal estados financieros 2004 .....	246
6.6.3	Estados financieros comparativos a diciembre de 2004 y 2003 .....	248
6.6.4	Notas a los estados financieros por los años terminados en diciembre de 2004 y 2003 .....	253

<b>7</b>	<b>FACTORES DE RIESGO</b> .....	<b>273</b>
<b>8</b>	<b>REQUISITOS FORMALES DE LA EMISIÓN</b> .....	<b>279</b>
8.1	APROBACIONES Y AUTORIZACIONES.....	279
8.2	ADVERTENCIA.....	279
8.3	CERTIFICACIONES.....	280
8.3.1	Del Representante Legal de Ecopetrol.....	280
8.3.2	Del Revisor Fiscal de Ecopetrol.....	281
8.3.3	Del Representante Legal y del Contador Publico de Ecopetrol.....	282
8.3.4	Del Asesor y Coordinador de la Oferta.....	283
8.3.5	Información o Declaración sobre el Contenido del Prospecto .....	284
<b>9</b>	<b>ANEXOS</b> .....	<b>285</b>
9.1	ANEXO 1 – PODER ESPECIAL (PERSONA NATURAL).....	285
9.2	ANEXO 2 – PODER ESPECIAL (PERSONA JURÍDICA).....	286
9.3	ANEXO 3 - TABLA DE PROCESOS JUDICIALES.....	287
9.4	ANEXO 4 – DECLARACIÓN DEL ACCIONISTA MAYORITARIO .....	288
9.5	ANEXO 5 – CERTIFICACIONES DE RESERVAS DE ECOPETROL.....	290

## GLOSARIO DE TÉRMINOS DE LA EMISIÓN

---

Para efectos exclusivos de interpretación de este Prospecto de Información, los términos que se incluyen en el presente Glosario, o que se definen en otras secciones de este documento y que en el texto del Prospecto aparecen con letra inicial en mayúscula, tendrán el significado que se les asigna a continuación. Los términos que denoten el singular también incluyen el plural y viceversa, siempre y cuando el contexto así lo requiera. Los términos que no estén expresamente definidos se entenderán en el sentido que les atribuya el lenguaje técnico correspondiente o, en su defecto, en su sentido natural y obvio, según el uso general de los mismos.

**Acciones Ordinarias:** son dieciocho mil millones (18.000.000.000) acciones ordinarias con un valor nominal de doscientos cincuenta pesos (\$250), equivalentes al veinte por ciento (20%) del total de las acciones con derecho a voto que conforman el capital de Ecopetrol y que constituyen el objeto del Programa. Dichas Acciones Ordinarias son títulos de propiedad de carácter negociable, representativos de una parte alícuota del patrimonio de Ecopetrol, las cuales otorgan a sus titulares derechos políticos y económicos que pueden ser ejercidos colectiva o individualmente, de acuerdo con lo establecido en los Estatutos Sociales de Ecopetrol y en la legislación colombiana.

**Aceptación:** es la declaración de voluntad irrevocable y unilateral, incluida en el Formulario de Aceptación, por medio de la cual cada Aceptante formula su aceptación a una Oferta Pública de Acciones dentro de cualquiera de las Rondas del Programa y se obliga a adquirir y pagar las Acciones Ordinarias que le sean adjudicadas.

**Aceptación Válida:** es la Aceptación presentada dentro del plazo establecido y que cumple con todos los requisitos previstos en el Reglamento, en el Formulario de Aceptación y en el Aviso de Oferta correspondiente.

**Aceptante:** es (i) el Destinatario Preferencial que presente una Aceptación durante la Primera o Segunda Ronda, y (ii) aquel integrante del Público en General que presente una Aceptación durante la Tercera Ronda.

**Adendos:** son los documentos aclaratorios o modificatorios del Reglamento de Emisión y Colocación que con posterioridad a su expedición se emitan, los cuales harán parte integral del mismo y que estarán a disposición de todos los interesados en el Programa conforme a lo establecido en el Capítulo 4 del Reglamento de Emisión y Colocación.

**Adjudicación:** acto mediante el cual se determinan los Adjudicatarios de las Acciones Ordinarias en la Primera, Segunda y Tercera rondas.

**Adjudicatario:** aceptante a quien se le adjudiquen Acciones Ordinarias en el curso de la Primera, Segunda o Tercera rondas.

**Auditoría:** revisión profesional de los documentos e información de una empresa que realiza una entidad externa a ella y con base en la cual se emite una opinión independiente sobre los libros e informes de la misma y su consistencia con los principios de contabilidad generalmente aceptados.

**Avisos de Oferta:** avisos sobre las condiciones y características de cada Oferta de Acciones que se realizará en la Primera, Segunda y Tercera rondas, los cuales serán publicados por lo menos en un diario de amplia circulación nacional.

**BVC:** es la Bolsa de Valores de Colombia S.A., establecimiento mercantil de carácter privado, constituido como sociedad anónima vigilada por la Superintendencia Financiera de Colombia, cuya función es la organización, el funcionamiento y el mantenimiento adecuado y transparente del mercado de valores. Será la entidad encargada de realizar la Adjudicación y el cumplimiento de las operaciones que se efectúen a través de las Sociedades Comisionistas de Bolsa.

**Billón:** un millón de millones, que se expresa por la unidad seguida de doce ceros.

**Cavipetrol:** es la Corporación de los Trabajadores de la Empresa Colombiana de Petróleos, una entidad sin ánimo de lucro con personería jurídica otorgada por el Ministerio de Justicia y del Derecho, cuyo objeto social consiste en el suministro o financiación de vivienda, la consecución u otorgamiento de préstamos de consumo y el fomento al ahorro en sus afiliados. Si así se determina en el Aviso de Oferta para la Primera Ronda, Cavipetrol hará parte de la Red de Distribución en calidad de Colocador no Financiero.

**Central de Procesos:** es ASD Asesoría en Sistematización de Datos S.A., entidad encargada de la digitalización y captura de los datos de los Formularios de Aceptación con el fin de que sirvan como base para la Adjudicación.

**Colocadores no Financieros:** son las entidades que en virtud de un contrato de mandato con representación suscrito con Ecopetrol, se les ha encargado la gestión de la colocación de Acciones en la Primera Ronda, en los términos previstos en el Reglamento. Estas entidades se individualizarán en el Aviso de Oferta para la Primera Ronda y se reputarán para efectos del Programa como Entidades Colocadoras.

**Suscriptor a Plazo:** aceptante que de conformidad con el numeral (i) de la Sección 5.7.2 y el numeral (i) de la Sección 6.5.2 del Reglamento y con el subnumeral (ii) de los numerales 2.4.1.3 y 2.4.2.3 del presente Prospecto de Información acepta suscribir Acciones bajo la modalidad del Pago del Precio por Cuotas.

**Suscriptor de Contado:** aceptante que de conformidad con el numeral (i) de la Sección 5.7.2 y el numeral (i) de la Sección



6.5.2 del Reglamento y con el subnumeral (i) de los numerales 2.4.1.3 y 2.4.2.3 del presente Prospecto de Información acepta suscribir Acciones bajo la modalidad del Pago del Precio de Contado.

**Comunicación de Adjudicación:** es la comunicación enviada a los Adjudicatarios en la Primera Ronda y Segunda Ronda en los términos y con la información que se establece en las Secciones 5.17 y 6.15 del Reglamento y en los numerales 2.4.1.17 y 2.4.2.15 del presente Prospecto. La Comunicación de Adjudicación podrá tener como anexo un talonario o cualquier otro mecanismo que utilizarán los Suscriptores a Plazo para realizar sus respectivos pagos.

**Contaduría General de la Nación (CGN):** entidad encargada de unificar, centralizar y consolidar la contabilidad pública, elaborar el balance general y determinar las normas contables que deben regir en el país, conforme a la ley.

**Contrato Fiduciario:** es el Contrato Fiduciario suscrito entre Banca de Inversión Bancolombia S.A. Corporación Financiera y el consorcio conformado por la Fiduciaria Bogotá S.A. y la Fiduciaria de Occidente S.A. cuyo objeto es la administración financiera del Programa.

**Cuota Inicial:** es una cuota equivalente al quince por ciento (15%) del valor de las Acciones demandadas en la Primera Ronda y al veinte por ciento (20%) de las Acciones demandadas en la Segunda Ronda, la cual deberá ser pagada al momento de la presentación del Formulario de Aceptación, tal como se describe en las Secciones 5.7.2 y 6.5.2 del Reglamento. y en los numerales 2.4.1.3 y 2.4.2.3 del presente Prospecto.

**Cupo Global del Programa o Cupo Global:** es el monto máximo de Acciones que se pueden ofrecer en desarrollo del Programa y que equivale al veinte por ciento (20%) de las acciones que conforman el capital de Ecopetrol. Este monto podrá ser ampliado con aquellas Acciones que sean ofrecidas y no colocadas de acuerdo con lo establecido en las normas de valores aplicables.

**Deceval:** es el Depósito Centralizado de Valores de Colombia, Deceval S.A., entidad encargada de recibir en depósito títulos valores que se encuentren inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores, para administrarlos por medio de un sistema computarizado que garantiza la seguridad de los títulos y elimina los riesgos asociados con el manejo físico de los mismos.

**Depositante Directo:** son las personas que de acuerdo con el reglamento de operaciones del Deceval aprobado por la Superintendencia Financiera de Colombia pueden acceder directamente a sus servicios y hayan suscrito el Contrato de Depósito de Valores, bien sea a nombre y por cuenta propia y/o en nombre y por cuenta de terceros.

**Destinatarios Preferenciales:** son, tal como lo establece la Ley 1118 de 2006 en su artículo 3°, (i) los trabajadores activos y pensionados de Ecopetrol, (ii) todo extrabajador de Ecopetrol, siempre y cuando no haya sido desvinculado con justa causa, (iii) las asociaciones de empleados o ex empleados de Ecopetrol, (iv) los sindicatos de trabajadores, (v) las federaciones de sindicatos de trabajadores y confederaciones sindicales, (vi) los fondos de empleados, (vii) los fondos mutuos de inversión, (viii) los fondos de cesantías y fondos de pensiones, (ix) las entidades cooperativas definidas por la legislación cooperativa, (x) las cajas de compensación familiar, (xi) los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol (xii) las entidades territoriales, y (xiii) cualquier ciudadano colombiano.

**Día Hábil:** cualquier día calendario de lunes a viernes excluyendo los sábados y días festivos en la República de Colombia. En el supuesto de que el último día de un periodo cualquiera establecido en el presente Prospecto no fuese un Día Hábil, el último día de tal periodo será el Día Hábil siguiente al referido día calendario. Cuando en el Prospecto se refiera a día y no se precise otra cosa se entenderá que es Día Hábil.

**Ecopetrol o Emisor:** es Ecopetrol S.A.

**Emisión:** conjunto de valores emitidos por una entidad definidos y reglamentados por ésta conforme a las normas legales, a los cuales dará origen en un mismo acto, con el propósito de obtener recursos económicos al ser puestos en circulación y absorbidos por el mercado.

**Entidades Colocadoras:** son (i) cada una de las entidades que conforman la Red de Distribución y la Red de Colocadores. A través de las redes de oficinas de las Entidades Colocadoras se desarrollará la labor de promoción y colocación de las Acciones Ordinarias ofrecidas a través del Programa en la Primera y Segunda Rondas y (ii) cada una de las entidades que conforman la Red de Colocadores a través de las cuales se desarrollará la labor de promoción y colocación de las Acciones Ordinarias ofrecidas a través del Programa en la Tercera Ronda.

**Evento de Ejecución:** se entenderá que ha ocurrido respecto de un suscriptor, cuando:

Tratándose de un Suscriptor de Contado de la Primera o Segunda rondas, cuando incurra en retardo de treinta (30) días comunes o más en el pago de la parte insoluble del precio de las Acciones Ordinarias a él adjudicadas, contados a partir de la fecha señalada para el pago en la respectiva Carta de Adjudicación; o tratándose de un Suscriptor a Plazo de la Primera o Segunda rondas, cuando incurra en retardo de noventa (90) días comunes o más en el pago de alguna de las cuotas, contados a partir de la fecha señalada para el pago en la respectiva Carta de Adjudicación.

Para todos los efectos, se entenderá que para que se configure un Evento de Ejecución no será necesaria la constitución en mora al suscriptor incumplido, lo cual es aceptado de manera expresa por todos los Aceptantes.

**Fecha de Adjudicación:** significa para la Primera Ronda y Segunda Ronda, la fecha que se indique como tal en la Carta de Adjudicación. Para la Tercera Ronda, es la fecha en la que la operación sobre las Acciones adquiridas queda registrada en el sistema de la BVC. Para todos los efectos, las Acciones se entenderán suscritas en la fecha de Adjudicación.

**Fecha de Emisión:** para cada una de las Rondas, será el día hábil siguiente al de publicación del respectivo Aviso de Oferta de las Acciones Ordinarias.

**Fecha o Fechas de Enajenación:** es la fecha en la cual se registre como accionista al Adjudicatario en el libro de registro de accionistas de Ecopetrol

**Fecha de Expedición de los Títulos:** es el día de anotación en cuenta de las Acciones Ordinarias en el Deceval en cada una de las Rondas.

**Fecha de Suscripción:** es la misma Fecha de Adjudicación para cada una de las Rondas.

**Fiduciaria:** son la Fiduciaria de Bogotá S.A. y la Fiduciaria de Occidente S.A., quienes mediante consorcio serán las sociedades fiduciarias encargadas de la administración integral de la oferta de las Acciones Ordinarias, gestión y conciliación de la cartera a favor de Ecopetrol, así como de la administración del departamento del nuevo universo de accionistas de Ecopetrol, todo de acuerdo con lo descrito en el Reglamento de Emisión y Colocación, en el presente Prospecto y en el Contrato Fiduciario.

**Formulario de Aceptación:** es cada uno de los formularios que diligencian los Aceptantes con la información relevante de cada uno de ellos y en el cual el Aceptante indica, entre otras cosas, el número de Acciones Ordinarias que acepta suscribir, la forma de pago y la aceptación a todos los términos y condiciones del Programa establecidos en el Reglamento, en el Presente Prospecto y los demás que se incluyan en el formulario durante la Primera, Segunda y Tercera Rondas.

**Inversionistas:** todas las personas naturales o jurídicas, Destinatarios Preferenciales, patrimonios autónomos y entidades territoriales que puedan y tengan la capacidad directa o por interpuesta persona para invertir dinero en Acciones Ordinarias en desarrollo del Programa y de realizar transacciones de compra y venta con dichos valores. De igual manera, son quienes al haber adquirido las Acciones Ordinarias reciben los derechos implícitos a la calidad de accionistas incluyendo los derechos de voz y voto en la Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol y los demás derechos que los estatutos de Ecopetrol y la ley establezcan.

**Ley de Circulación:** 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 en el libro de registro de accionistas que lleve el emisor o el administrador de la emisión.

**Mercado Principal:** es aquel conformado por personas naturales y/o jurídicas sin condicionamiento alguno en cuanto a su capacidad para adquirir o negociar, los cuales son destinatarios del ofrecimiento y de la negociación de valores inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores.

**Mercado Público de Valores:** conforman el mercado público de valores la emisión, suscripción, intermediación y negociación de los documentos emitidos en serie o en masa, respecto de los cuales se realice oferta pública, que otorguen a sus titulares derechos de crédito, de participación y de tradición o representativos de mercancía.

**MME:** es el Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia.

**Monto Mínimo:** corresponde a (i) una inversión de mil (1.000) Acciones para la Primera Ronda, (ii) a una inversión mínima de dos mil Acciones (2.000) para la Segunda Ronda y (iii) a una inversión mínima de cinco mil (5.000) Acciones para la Tercera Ronda.

**Oferta de Acciones u Oferta:** son las diferentes ofertas públicas de Acciones Ordinarias a realizarse en cada una de las Rondas del Programa, y que se rigen por la Ley 1118 de 2006, las normas de valores aplicables y el Reglamento de Emisión y Colocación.

**Pago del Precio de Contado:** es la modalidad del pago del precio de las Acciones, para cada una de las rondas previsto en las Secciones 5.7.2 (i) y 6.5.2 (i) y 7.5 del Reglamento de Emisión y Colocación y en los numerales 2.4.1.3, 2.4.2.3 y 2.4.3.3 del presente Prospecto.

**Pago del Precio por Cuotas:** es la modalidad del pago del precio de las Acciones, tanto para la Primera como la Segunda Rondas descritas en las Secciones 5.7.2 (ii) y 6.5.2 (ii) del Reglamento de Emisión y Colocación y en los numerales 2.4.1.3 y 2.4.2.3 del presente Prospecto.

**Primera Ronda:** ronda en la cual se ofrece de manera exclusiva Acciones a los Destinatarios Preferenciales, y en desarrollo de la cual se podrán realizar varias emisiones y Ofertas.

**Programa de Emisión y Colocación de Ecopetrol o Programa:** es el Programa de capitalización, emisión y oferta de las Acciones Ordinarias por el Cupo Global inicial equivalente al veinte por ciento (20%) de las acciones que conforman el capital de Ecopetrol autorizado por la Ley 1118 de diciembre 27 de 2006. Sin perjuicio de lo anterior y en cumplimiento de lo

establecido en la Ley 1118 de diciembre 27 de 2006 y las normas de valores aplicables, el cupo global podrá ser ampliado<sup>1</sup>.

**Prospecto de Información - Prospecto:** es el presente documento en el cual se establecen las características de las Acciones, las condiciones de las ofertas y la información relevante de Ecopetrol durante cada una de las Rondas.

**Público en General:** harán parte de esta categoría, todas las personas naturales y jurídicas, menores o mayores de edad que tengan capacidad para contratar y posean cédula de ciudadanía, documento de identificación personal –NUIP, cédula de extranjería, o registro único tributario -RUT, así como los extranjeros, los fondos individuales e institucionales de inversión extranjera, entidades multilaterales de crédito y los fondos y patrimonios autónomos que tengan registro único tributario (RUT). Para todos los efectos, se entenderá que los Destinatarios Preferenciales formarán igualmente parte del Público en General.

**Red de Colocadores:** estará conformada por Sociedades Comisionistas de Bolsa vinculadas a la BVC que podrán actuar en cada una de las Rondas, como se describe en las secciones 5.3, 6.3 y 7.4, del Reglamento y en los numerales 2.4.1.4, 2.4.2.4 y 2.4.3.4 de este Prospecto.

**Red de Distribución:** es una red conformada por los establecimientos de crédito que suscriban un contrato a través de la Fiduciaria, como se describe en las secciones 5.3 (i) y 6.3 (i) del Reglamento y en los numerales 2.4.1.4 y 2.4.2.4 de este Prospecto. También serán parte de la Red de Distribución los Colocadores no Financieros.

**Registro Nacional de Valores y Emisores:** el mercado público de valores colombiano cuenta con un instrumento para la inscripción de documentos e intermediarios que lo conforman, denominado Registro Nacional de Valores y Emisores. El fundamento de este registro es mantener un adecuado sistema de información sobre los activos financieros que circulan y los emisores e intermediarios. El funcionamiento del Registro Nacional de Valores y Emisores está asignado a la Superintendencia Financiera, quien es la responsable de velar por la organización, calidad, suficiencia y actualización de la información que lo conforma.

**Reglamento del Programa de Emisión y Colocación o Reglamento:** es el conjunto de disposiciones con relación a la emisión, oferta y adjudicación de las acciones dictado y aprobado por la Junta Directiva de Ecopetrol con el objeto de regular los aspectos operativos del Programa de la emisión, oferta y colocación de las Acciones Ordinarias en cada una de las Rondas. Es el Reglamento, junto con sus Adendos, mediante el cual se establecen las condiciones operativas del Programa, las Ofertas y la Adjudicación de las Acciones en la Primera, Segunda y Tercera Ronda.

**Reservas:** cantidad de crudo y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.

**Rondas:** será cualquiera de los periodos en los que se divide el Programa, a saber: (i) Primera Ronda, (ii) Segunda Ronda, y (iii) Tercera Ronda y cualquier otra Ronda adicional que se determine en el futuro. Adicionalmente y de conformidad con la normatividad vigente en materia de programas de emisión, la sociedad podrá en cada una de estas Rondas realizar varias emisiones y ofertas.

**Segunda Ronda:** ronda en la cual se ofrecen de manera exclusiva las Acciones a los Destinatarios Preferenciales y en desarrollo de lo cual se podrán realizar varias emisiones y ofertas.

**Sociedades Comisionistas de Bolsa:** son profesionales dedicados a realizar, por cuenta de un tercero, pero a nombre propio, un negocio que le han ordenado perfeccionar a cambio de una contraprestación denominada comisión, y que son miembros de la BVC.

**Superintendencia Financiera de Colombia:** organismo técnico adscrito al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, cuyas funciones consisten en la inspección, vigilancia y control sobre quienes realicen actividades financiera, bursátil, aseguradora y cualquier otra relacionada con la captación de dineros del público. Fue creada por el Decreto 4327 del 25 de noviembre de 2005, mediante el cual se ordenó la fusión de la Superintendencia Bancaria y la Superintendencia de Valores, en un solo organismo que se denomina la Superintendencia Financiera de Colombia.

**Tasa de Cambio Representativa del Mercado - TCRM:** es un indicador económico que revela el nivel diario de la tasa de cambio oficial en el mercado spot de divisas colombiano. Corresponde al promedio aritmético simple de las tasas promedio ponderadas de compra y venta de divisas de las operaciones interbancarias y de transferencias, desarrolladas en las Ciudades de Bogotá D. C. Medellín, Cali y Barranquilla por los intermediarios plenos del mercado que se encuentran autorizados en el estatuto cambiario. La Superintendencia Bancaria de Colombia tiene la obligación de calcular la TCRM y divulgarla al mercado y al público en general.

**Tercera Ronda:** ronda en la cual se ofrecen al Público en General Acciones, en los términos establecidos en este Prospecto.

---

<sup>1</sup> De conformidad con lo establecido en el numeral 1.2.3.4. de la Resolución 400 de 1995 expedida por la antigua Superintendencia de Valores, hoy Superintendencia Financiera de Colombia, para poder aumentar el cupo global será necesario colocar el 50% del cupo global.

**US GAAP:** “*Generally Accepted Accounting Principles*”: son las reglas de contabilidad generalmente aceptadas en Estados Unidos.

**Valor Nominal:** valor que aparece consignado en el documento representativo del título valor correspondiente, para el caso de las acciones, es el establecido en los estatutos sociales.

**Valor Patrimonial o Intrínseco:** valor que resulta de dividir el valor del patrimonio del emisor sobre el número de acciones en circulación del mismo. Este resultado muestra la relación existente entre los bienes de la empresa y el valor de la acción.

## GLOSARIO DE TÉRMINOS DEL SECTOR PETROLERO Y DE GAS

---

**ACEITE IN SITU (OIP OIL IN PLACE):** la estimación de la verdadera cantidad de aceite en un yacimiento, y por lo tanto, una cifra superior a las reservas recuperables de yacimiento.

**ACEITE LUBRICANTE:** elemento usado para facilitar el trabajo de las uniones mecánicas y partes móviles.

**ACPM:** aceite combustible para motor.

**ACTIVIDAD DE EXPLOTACIÓN:** es aquella encaminada a formar, extraer y utilizar los recursos naturales y del ambiente, con los cuales se busca obtener una utilidad o beneficio económico, generalmente, a través del mercado.

**ADITIVO:** una sustancia química agregada a un producto para mejorar sus propiedades.

**AFLORAMIENTO SUPERFICIAL:** hidrocarburos líquidos o gaseosos que al surgir a la superficie dejan trazas que permiten presumir la existencia de una acumulación de hidrocarburos.

**AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS: (ANH)** entidad creada por el Decreto Ley 1760 del 26 de junio de 2003 para administrar las reservas de hidrocarburos de la Nación

**AGOTAMIENTO:** valor correspondiente a la disminución gradual de los recursos naturales renovables y no renovables por efecto de su explotación, extracción o producción, como reconocimiento de la pérdida de su capacidad económica y operacional en el transcurso de su vida útil, de acuerdo con la estimación efectuada mediante métodos de reconocido valor técnico.

**AGREGADO:** la materia mineral utilizada junto con el bitumen para elaborar asfalto destinado a la construcción de caminos.

**ALCOHOLES:** un tipo de compuestos, de los cuales el etanol (el alcohol de la cerveza y del vino) es el más conocido. Estos reaccionan con ácidos para formar ésteres. Son ampliamente usados como solventes.

**ARPEL:** Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe

**API:** The American Petroleum Institute.

**ASTM:** The American Society for Testing and Materials

**BAJA DE BIENES:** corresponde al proceso soportado legalmente con un acto administrativo, mediante el cual se retiran de las Propiedades, Planta y Equipo, los bienes que han sido objeto de destrucción total o parcial por siniestro, pérdida o inservibilidad.

**BARRIL EQUIVALENTE (BOE):** término frecuentemente usado para comparar al gas con el 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, 5.8 trillones de pies<sup>3</sup> (de gas seco) equivalen aproximadamente a un billón de BOE.

**BARRILES POR DÍA (Bpd o B/D):** 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. (En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento).

**BENCHMARK:** práctica utilizada para medir el rendimiento de un sistema comparándolo con algún parámetro de referencia.

**BENCHMARK SOLOMON:** proceso sistemático y continuo que utiliza benchmark para evaluar productos, servicios, y procedimientos de organizaciones en la ruta del mejoramiento. Para el caso de Ecopetrol los servicios están enfocados para el negocio de refinación.

**BIODEGRADABLE:** material que puede ser descompuesto o sujeto a putrefacción por bacterias u otros agentes naturales.

**BLOQUE:** la subdivisión en acres dedicada a la exploración y producción.

**BARRIL (PETRÓLEO):** unidad de volumen igual a 42 galones.

**BID:** Banco Interamericano de Desarrollo.

**BPC o BN PC:** Billón (10<sup>9</sup>) pies cúbicos (pc), unidad de medida.

**BTU -BRITISH THERMAL UNIT:** Unidad Británica de Calor. Unidad de medida estándar que mide la cantidad de calor necesaria para incrementar la temperatura de una cantidad de agua equivalente a una libra, a un grado Fahrenheit o cercano a 39.2 °F. La unidad BTU es una medida conveniente la cual compara el contenido energético de varios combustibles.

**BRENT:** marcador de Crudo para cotización en la bolsa, usado para el crudo del Mar del Norte.

**BUTANO:** un hidrocarburo que se compone de cuatro átomos de carbono y diez átomos de hidrógeno. Normalmente se encuentra en estado gaseoso pero se licua fácilmente para transportarlo y almacenarlo; se utiliza en gasolinas, y también para cocinar y para calentar. Véase también LPG.

**CABEZA DE POZO:** equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas, preventores, etc. Ver también Árboles de Navidad.

**CAMPO DE GAS:** un campo o grupo de yacimientos de hidrocarburos que contienen gas natural y cantidades insignificantes de aceite.

**CAMPO DE GAS CONDENSADO:** un yacimiento que contiene gas natural y aceite, con una mayor proporción de gas. El condensado aparece cuando el gas es extraído del pozo, y su temperatura y presión cambian lo suficiente para que parte del mismo se convierta en petróleo líquido.

**CAMPO DE GAS SECO:** un yacimiento que producirá gas seco/pobre y cantidades muy pequeñas de condensado; típicamente menos de 10 barriles por millón de pies cúbicos.

**CAPACIDAD DE DUCTO:** el volumen de aceite o gas que se requiere para mantener el ducto lleno, o el volumen que se puede hacer pasar a través del ducto en un determinado período.

**CAPACIDAD DISPONIBLE:** espacio no ocupado de un tanque. Se emplea como medida de capacidad aún disponible.

**CAPEX (Capital Expenditures):** Inversión - Gastos de capital

**CARGA DE ALIMENTACIÓN (Feedstock):** materia prima para una unidad de proceso.

**CATALIZADOR (CATALYST):** una sustancia que ayuda o promueve una reacción química sin formar parte del producto final. Hace que la reacción tenga lugar más rápidamente o a menor temperatura, y permanece sin cambio al final de la reacción. En procesos industriales, sin embargo, el catalizador debe ser cambiado periódicamente para mantener una producción económica.

**CERA:** Cambridge Energy Research Associates

**CERTIFICACIÓN DE RESERVAS:** proceso mediante el cual una compañía externa o un tercero certificado bajo lineamientos de una entidad reconocida en la industria del petróleo como SEC, SPE, WPC, entre otras; evalúa la certeza razonable de las cifras de reservas consignadas en el Informe Anual de Reservas de una compañía Operadora; estas cifras de reservas pueden ser ratificadas o corregidas, buscando dar garantías a los diferentes inversionistas en un momento dado sobre la confiabilidad de sus inversiones y el riesgo que sobre ellas existe.

**COMBUSTIBLE DIESEL (DIESEL FUEL):** un término general que cubre aceite combustible ligero proveniente del gasóleo, utilizado en motores diesel. Algunas veces es llamado combustible diesel para máquinas de vehículos rodantes (Diesel Engine Road Vehicle - Derv).

**COMBUSTÓLEOS (FUEL OILS):** aceites pesados provenientes del proceso de refinación; utilizados como combustibles en plantas de generación de energía, en la industria, en barcos, etc. Futuros (aceites): la venta y compra de aceite a un precio acorde con una fecha de entrega a futuro. El vendedor puede no tener aún el aceite, y ambos comprador y vendedor están especulando sobre como cambiarán los precios en el futuro.

**COMPUESTO:** término químico que se refiere a una sustancia de dos o más elementos químicos unidos en proporciones fijas, por peso.

**CONTRATO DE ASOCIACIÓN:** 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.

**CONTRATO DE CONCESIÓN:** una determinada área concedida a una compañía para la exploración de crudo y/o gas bajo términos y condiciones específicas y por un período fijo.

**COQUIZACIÓN (Coking):** un proceso de desintegración térmica para romper las moléculas grandes en otras más pequeñas con la generación de coque de petróleo.

**CRUDO:** mezcla de hidrocarburos que existe en fase líquida en reservorios bajo tierra y que permanece a presión atmosférica después de ser recuperado del pozo. Se puede encontrar asociado con gas, sulfuros y metales.

**CRUDO LIVIANO (LIGHT CRUDE):** aceite crudo con proporciones relativamente altas de fracciones ligeras y baja gravedad específica.

**CRUDO MEDIO:** por convención, la densidad relativa del petróleo se mide en grados API (American Petroleum Institute), de esta forma un crudo medio es aquel que tiene menos de 30 grados API, pero más de 22 grados API.

**CRUDO PESADO:** un crudo se considera pesado cuando tiene una densidad API igual o inferior a 27 grados.

**CIF:** Costo, Seguro y Flete.

**CUENCA:** 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.

**DESAGREGACIÓN:** la separación de las funciones de transporte, almacenamiento y comercialización de gas.

**DESARROLLO SUSTENTABLE (SUSTAINABLE DEVELOPMENT):** la satisfacción de necesidades actuales sin comprometer la habilidad de futuras generaciones para satisfacer las suyas propias.

**DESFOGUE:** un método de producción de gas/condensado del yacimiento permitiendo la depresión del mismo sin reinyectar gas. Con este método de producción algunos hidrocarburos pueden condensarse dentro del yacimiento donde su recuperación deja de ser operación práctica.

**DESINTEGRACIÓN (CRACKING):** el proceso de rompimiento de moléculas grandes de aceite en otras más pequeñas. Cuando este proceso se alcanza por la aplicación de calor únicamente, se conoce como desintegración térmica. Si se utiliza un catalizador, se conoce como desintegración catalítica; si se realiza en una atmósfera de hidrógeno, se conoce como un proceso de hidrodesintegración.

**DESTILACIÓN (DESTILACIÓN FRACCIONADA):** un proceso basado en la diferencia de puntos de ebullición de los líquidos en la mezcla de la que van a separarse. Mediante vaporización y condensación sucesiva del aceite crudo en una columna de fraccionamiento, se separarán los productos ligeros dejando un residuo de aceite combustible o bitumen. La destilación se lleva a cabo en forma tal que se evite cualquier desintegración. Es el proceso básico que tiene lugar en una refinería.

**DESTILADO:** los productos de condensación obtenidos durante el proceso de destilación fraccionada (combustibles gaseosos, nafta, gasolina, querosina y gasóleos).

**DETECTOR DE GAS:** instrumento para detectar la presencia de varios gases, a menudo como medida de seguridad contra flama o gases tóxicos.

**DIABLO (PIG):** artefacto empleado para limpiar un ducto o para separar dos líquidos transportados a lo largo del ducto. Se le inserta en el ducto y es arrastrado por el flujo de aceite o gas. Un "diablo inteligente" está adaptado con sensores que pueden detectar corrosión o defectos en el ducto.

**DISTRIBUCIÓN:** después que el gas ha sido procesado, es transportado a través de gasoductos hasta centros de distribución local, para ser medido y entregado a los clientes.

**DNP:** Departamento Nacional de Planeación

**DUCTO (PIPELINE):** tubería para el transporte de crudo o gas natural entre dos puntos, ya sea tierra adentro o tierra afuera.

**DUCTO DE TRANSMISIÓN (TRANSMISION PIPELINE):** red de ductos que distribuye gas natural de una estación terrestre, vía estaciones de compresión, a centros de almacenamiento o puntos de distribución.

**DOE:** Department of Energy of United States

**CORRIENTE - ABAJO (DOWNSTREAM):** se refiere a los segmentos de refinación y mercadeo de la industria del petróleo.

**DRY GAS NATURAL:** gas natural seco, también conocido como Gas natural grado-consumidor. Los parámetros para medirlo son los pies cúbicos a 60 ° F y 14.7 lbf/pulg<sup>2</sup>.

**EIA:** Agencia Información de Energía ([www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)). Organización del Departamento de Energía de los Estados Unidos.

**EMULSIÓN:** mezcla en la cual un líquido es dispersado en otro en forma de gotitas muy finas.

**ENDULZAMIENTO (SWEETENING):** ver Aceites amargos.

**ENERGÍA RENOVABLE:** recursos energéticos continuamente disponibles o renovables (p. ej. solar, eólica, marea, biomasa, hidroeléctrico, geotérmico).

**ESQUISTO DE PETRÓLEO (OIL SHALE):** roca sedimentaria compacta impregnada de materiales orgánicos (principalmente querógeno) que rinde aceite al ser calentada.



**ESTACIÓN DE COMPRESIÓN UTILIZADA DURANTE EL TRANSPORTE DE GAS:** el gas pierde presión al recorrer grandes distancias; para asegurar un flujo uniforme debe ser recomprimido en estaciones localizadas cada 60 a 80 Km. a lo largo de la ruta.

**ESTACIÓN DE RECOMPRESIÓN (BOOSTER STATION):** una plataforma sobre una sección de un gasoducto submarino diseñada para incrementar el flujo de gas.

**ESTERES:** compuestos formados por la combinación de ácidos y alcoholes. Carga de alimentación para la industria química.

**ETANO:** un hidrocarburo formado por dos átomos de carbono y seis átomos de hidrógeno. Normalmente este gas está presente en la mayor parte de los casos referentes al gas natural.

**ETANOL (ETHANOL -ETHYL ALCOHOL-):** un compuesto químico formado por fermentación o síntesis; utilizado como una materia prima en un amplio rango de procesos industriales y químicos.

**ETILENO (ETHYLENE -ETHENE-):** una olefina formado por dos átomos de carbono y cuatro átomos de hidrógeno; es un químico básico muy importante en las industrias química y de plásticos.

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL:** valoración que se hace del impacto de una instalación o actividad sobre el medio ambiente que la rodea, realizada antes de que el trabajo sobre esa actividad haya comenzado. El estudio base original, parte clave de este proceso, describe las condiciones originales.

**FACTOR DE CARGA:** relación de la carga promedio a la carga pico durante un período en particular.

**FARM IN:** bloques o contratos de terceros

**FARM OUT:** participación de capital de un tercero en bloques de Ecopetrol

**EAU:** Emiratos Árabes Unidos, país conformado por siete emiratos: Abu Dhabi, Dubai, Sharjah, Ajman, Um Al-Quwain, Ras Al-Khaima y Fujairah reunidos en 1971 para formar los EAU.

**ENERGÍA RENOVABLE:** recursos energéticos continuamente disponibles o renovables; por ejemplo: solar, eólica, mareas, biomasa, geotérmica, etc.

**FAEP:** Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera creado mediante Ley 209 de agosto 30 de 1995 y administrado por el Banco de la República. Este fondo fue creado como un sistema de manejo de cuentas en el exterior, sin personería jurídica y con subcuentas a nombre de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, de los departamentos y municipios receptores de regalías y compensaciones monetarias y del Fondo Nacional de Regalías, por concepto de las retenciones que se hagan a ellos sobre los derechos que les reconoce la legislación vigente, en especial la Ley 141 de 1994, en cada unidad de producción (una unidad de producción la constituye el campo o agrupación de campos de producción petrolera). De acuerdo con el Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010 aprobado por el Congreso el 4 de mayo de 2007 y pendiente de sanción presidencial, se espera que a partir de la entrada en vigencia del mismo, Ecopetrol no esté obligado a efectuar ahorros en el FAEP de que trata la Ley 209 de 1995, y define que los ahorros realizados por Ecopetrol hasta la entrada en vigencia de la ley que expide el PND son de propiedad de la nación y serán transferidos a la Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional, de acuerdo con la reglamentación que para el efecto expida el Gobierno Nacional.

**FARENHEIT:** escala en la cual la temperatura de ebullición del agua es de 212 grados por encima de cero y cuyo punto de congelación es de 32 grados por encima de cero a presión atmosférica estándar.

**FRACCIONAMIENTO:** nombre genérico del proceso de separación de una mezcla en sus componentes o fracciones. Ver también: absorción, adsorción, destilación.

**FSU:** Former Soviet Union, Conglomerado de países conformado por 15 repúblicas de la antigua Unión Soviética.

**GAS ASOCIADO:** gas natural encontrado en asociación con aceite en un yacimiento, ya sea disuelto en el aceite o como una capa arriba del aceite.

**GAS COMBUSTIBLE:** se refiere a combustibles gaseosos, capaces de ser distribuidos mediante tubería, tales como gas natural, gas líquido de petróleo, gas de hulla y gas de refinería.

**GAS DE CARBÓN:** gas elaborado mediante la destilación destructiva de carbón bituminoso. Los principales componentes son metano (20 a 30%) e hidrógeno (alrededor de 50%).

**GAS LICUADO DE PETRÓLEO (LPG-GLP):** está compuesto de propano, butano, o una mezcla de los dos, la cual puede ser total o parcialmente licuada bajo presión con objeto de facilitar su transporte y almacenamiento. El LPG puede utilizarse para cocinar, para calefacción o como combustible automotriz.

**GAS NATURAL:** 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.



Habrà 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.

**GAS NATURAL LICUADO (Liquefied Natural Gas - LNG):** gas natural que para facilidad de transportarlo ha sido licuado mediante enfriamiento a aproximadamente menos 161°C a presión atmosférica. El gas natural es 600 veces más voluminoso que el gas natural licuado.

**GAS POBRE O GAS SECO:** gas con relativamente pocos hidrocarburos diferentes al metano. El poder calorífico es típicamente alrededor de 1,000 Btu/pié cúbico estándar, a menos que esté presente una proporción significativa de gases que no sean hidrocarburos.

**GAS RICO:** gas predominantemente con metano, pero con una proporción relativamente alta de otros hidrocarburos. Muchos de estos hidrocarburos normalmente se separan como líquidos del gas natural.

**GAS SECO (DRY GAS):** a).- Lo mismo que gas pobre, o sea que no contiene hidrocarburos que se licuarán a temperatura y presión ambiente. b).- Gas que no contiene vapor de agua, o sea gas "sin agua".

**GAS SINTÉTICO:** gas rico en metano producido a partir de aceite o carbón que tiene las mismas características básicas y composición química que el gas natural. Después de tratamiento para eliminar bióxido de carbono es adecuado para servicio doméstico, como gas de bajo poder calorífico.

**GASIFICACIÓN:** la producción de combustible gaseoso a partir de combustible sólido o líquido.

**GASIFICACIÓN DE ACEITE:** la conversión del petróleo en gas para usarse como combustible.

**GASÓLEO:** (Gas oil) el aceite intermedio procedente del proceso de refinación; utilizado como combustible en motores diesel, quemado en sistemas de calefacción central y como carga de alimentación para la industria química.

**GASOLINA:** el combustible usado en automóviles y motocicletas, etc. (también conocido como petrol). La gasolina que se encuentra en forma natural se conoce como condensado.

**GIGA:** equivalente a un billón:  $1 \times 10^9$

**GIGAJOULE:** (GJ) Equivalente a un billón ( $10^9$ ) joules.

**GNV:** Gas natural vehicular.

**GRAVEDAD API:** escala arbitraria que expresa la gravedad o densidad de los hidrocarburos líquidos, establecida por la API. La escala de medida se calibra en términos de grados API. El valor más alto en grados API corresponde a un compuesto ligero. Los crudos livianos generalmente exceden los 38 grados API y los crudos pesados se denominan como casi todos los crudos con una densidad de 22 grados API o más bajos. Los crudos intermedios se encuentra entre el rango de los 22 - 38 grados API.

**GRAVEDAD ESPECÍFICA:** la relación de la densidad de una sustancia a determinada temperatura con la densidad de agua a 4°C.

**HIDROCARBURO:** compuesto químico orgánico formado por hidrógeno y carbono en cualquiera de sus fases, líquida, sólida o gaseosa. La estructura molecular de un hidrocarburo varía desde la más simple, como por ejemplo el metano - que forma el gas natural - hasta estructuras muy pesadas y complejas.

**HIDRÓGENO:** elemento incoloro, inodoro, insaboro y altamente inflamable. Es el más ligero de los todos los gases y el elemento más abundante en el universo. Se encuentra corrientemente asociado con el oxígeno formando agua, pero también está presente en ácidos, bases, alcoholes, petróleo y otros hidrocarburos

**HIDRODESINTEGRACIÓN (HYDROCRACKING):** ver Craqueo.

**HIDROTRATAMIENTO:** usualmente se refiere al proceso de hidrodesulfuración, pero también puede aplicarse a otros procesos de tratamiento que utilizan hidrógeno.

**HYDROCRACKING:** proceso de hidrogenación y ruptura (craqueo) catalítica del gas oil en presencia de un catalizador, su objetivo principal es la producción de petróleo diesel de bajo contenido de azufre.

**IAL:** Iniciativa de Aire Limpio

**IEA:** 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.

**IIRSA:** Iniciativa de Integración de la Infraestructura Regional Suramericana

**INDICE DE VISCOSIDAD:** medida de la relación entre la temperatura y la viscosidad de un aceite.

**INGENIEROS DE PETRÓLEO:** los ingenieros de petróleo se dividen en diferentes tipos. Ingeniero de reservorio quien trabaja para optimizar la producción de petróleo y gas a través de la ubicación correcta de pozos, niveles de producción y mejores técnicas de recuperación de petróleo. Ingeniero de perforación quien maneja los aspectos técnicos de la perforación en la producción e inyección de pozos. Ingeniero de producción, también conocido como ingeniero de superficie, quien maneja la interfase entre el reservorio y el pozo incluyendo perforación.

**INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO:** para gas natural estas son de dos categorías de acuerdo a la IEA. La primera la constituyen sitios estacionales de almacenamiento que comprenden acuíferos (incluyendo campos agotados de aceite y gas); cavernas de sal; cavernas excavadas; y minas en desuso. Para almacenamiento pico se emplean gasómetros en desuso y empacado de ductos. Adicionalmente, existen tanques de almacenamiento de GNL para servicio de carga normal o de emergencia, dependiendo del mercado.

**INVERSIÓN INFRUCTUOSA:** pozo en área de explotación que se declara seco o no comercial.

**INVERSIONES EN RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES EN EXPLOTACIÓN:** valor de los costos incurridos para la explotación de recursos no renovables, hasta el momento en que se inicie la etapa de producción. Además incluye aquellas erogaciones tendientes a la recuperación secundaria y desarrollo en zonas de explotación.

**IPIECA:** (International Petroleum Industry Environmental and Conservation Association) Asociación Internacional de la Industria Petrolera para la Conservación del medio ambiente.

**IPE:** International Petroleum Exchange

**KEROSINA:** nombre que se da en el Reino Unido a una kerosina de calidad premium que se emplea en quinqués y calentadores de espacios interiores.

**KEROSENE:** un aceite medio ligero procedente de la refinación del petróleo, intermedio entre el gasóleo y la gasolina; utilizado para alumbrado y calefacción y también como combustible para los motores de los aviones a chorro y los de turbo-hélice.

**KYOTO, PROTOCOLO:** documento resultante de las negociaciones de la tercera Conferencia de los Partidos celebrada en la ciudad de Kyoto, Japón en diciembre de 1997. El Protocolo establece cuotas obligatorias para la emisión de gases de invernadero para los países que firmen y ratifiquen el acuerdo.

**LICUEFACCIÓN DEL GAS:** el proceso de enfriamiento del gas natural a una temperatura de  $-162^{\circ}\text{C}$ , con lo cual se reduce su volumen por un factor de 600, convirtiéndose en líquido. El gas natural licuado resultante es entonces transportable en buques diseñados para tal propósito, o puede ser almacenado en tanques.

**LNG:** Liquefied Natural Gas. Gas Natural, principalmente metano, que se licua reduciendo su temperatura a  $-260^{\circ}\text{F}$  a presión atmosférica.

**LPG:** Liquefied Petroleum Gases. Grupo de gases con base en hidrógeno derivados de crudo refinado o gas natural fraccionado. Incluye etano, etileno, propano, propileno normal-butano, butileno, isobutano e isobutileno. Por conveniencia en su transporte, estos gases se licuan por presurización.

**LLUVIA ÁCIDA:** se produce cuando los óxidos de azufre ( $\text{SO}_x$ ) y los óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ), son liberados en la combustión de combustibles fósiles (particularmente carbón), y se combinan con la humedad de la atmósfera para formar ácidos sulfuroso, sulfúrico, nitroso y nítrico. Los  $\text{SO}_x$  y los  $\text{NO}_x$  son gases que dan lugar a la formación de lluvia ácida, y los daños que ocasiona esta lluvia, a menudo ocurren lejos de la fuente del problema.

**MILLARDOS:** un millardo son mil millones de pesos.

**MERCADO SPOT:** mercado internacional en el que aceite o derivados se intercambian para entrega inmediata al precio vigente (el "precio spot").

**METANOL:** un alcohol utilizado como materia prima en un amplio rango de procesos industriales y químicos.

**MEZCLA BRENT:** (Brent blend) Una mezcla de crudos del Mar del Norte usada como marcador para precio internacional del crudo.

**MONÓMERO:** una molécula sencilla que puede ser químicamente unida para formar cadenas largas conocidas como polímeros.

**NEGRO DE HUMO:** (Carbon black) Un producto de carbono obtenido de la carga líquida que contiene carbono, y es utilizado principalmente en la industria hulera (por ejemplo lantera).

**NETBACK:** el valor del gas vendido al cliente puesto en boquilla de quemador, menos el costo del transporte a través del sistema de tuberías y menos el costo de producción.

**NYSE:** New York Stock Exchange

**NAFTA:** término genérico aplicado a una fracción del petróleo que hierve en un rango aproximado entre 122-400 ° F.

**NATURAL GAS:** Gas Natural. Mezcla de hidrocarburos, siendo el principal metano. La EIA mide el gas natural húmedo -wet- en sus dos fuentes de producción, como gas natural asociado (disuelto) y gas natural no-asociado y gas natural seco, el cual se produce del gas natural húmedo

**NYMEX:** New York Merchantile Exchange

**OAPEC:** (Organización of Arab Petroleum Exporting Countries) Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo.

**OECD:** (Organization for Economic Cooperation and Development) Organización para Cooperación y Desarrollo Económico con base en París.

**OFF-SHORE:** costa afuera. En el mar.

**OIL PITS:** hoyos de desperdicio de aceite. Retienen sedimentos contaminados de los pozos petroleros.

**OLADE:** Organización Latinoamericana de Energía.

**OLEFINAS:** grupo de hidrocarburos, incluyendo etileno y propileno, de especial importancia como insumo a la industria química. Ver también propileno.

**OLEODUCTO:** infraestructura de tubos por donde se transporta el petróleo crudo.

**ON-SHORE:** en la tierra.

**OPEP:** 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 Argelia, Angola, Indonesia, Irán, Iraq, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudita, UAE y Venezuela.

**OPEX (operational Expenditures):** Gastos operacionales.

**PARAFINA:** (Wax) Material sólido o semi sólido derivado de destilados o residuos; se emplea para distintos propósitos incluyendo velas y encerados.

**PETRÓLEO:** literalmente significa "aceite de piedra"; se forma del latín "petra" (piedra) y "oleum" (aceite). Su conocimiento se remonta a la antigüedad y era conocido porque afloraba en pequeñas cantidades a la superficie.

**PETROQUÍMICO:** producto químico derivado del petróleo o gas natural (p. ej.: benceno, etileno).

**PLATAFORMA:** estructura fija o flotante, costa afuera, desde la cual se perforan pozos. Las plataformas de perforación pueden convertirse en plataformas de producción una vez que los pozos produzcan.

**PLAY:** modelo estructural de una provincia geológica.

**PODER CALORÍFICO:** la cantidad de calor producido por la combustión completa de un combustible. Puede ser medido seco o saturado con vapor de agua; y neto o bruto. ("Bruto" significa que el agua producida durante la combustión ha sido condensada en líquido, liberando así su calor latente; "Neto" significa que el agua permanece como vapor). La convención general es llamarle seco ó bruto.

**POLIETILENO:** polímero formado por la unión de moléculas de etileno; uno de los plásticos más importantes.

**POLÍMERO:** compuesto complejo en el cual moléculas individuales (monómeros) se unen químicamente en cadenas largas (p. ej.: plásticos).

**POLIDUCTO:** es el ducto 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.

**POLIPROPILENO:** polímero formado uniendo moléculas de propileno. Ver también: olefinas.

**POZO:** agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas.

**POZO DESVIADO:** un pozo perforado en ángulo con la vertical (perforación desviada), para cubrir el área máxima de un yacimiento de aceite o de gas, o para librar el equipo abandonado en el agujero original.

**POZO DE AFORO:** (Appraisal well) Un pozo que se perfora como parte de un programa para determinar el tamaño y la producción de un campo de aceite o de gas.

**POZO DE EXPLORACIÓN:** o de prueba (Wildcat well) Pozo exploratorio perforado sin conocimiento detallado de la estructura rocosa subyacente.

**POZO DE GAS:** un agujero hecho en la tierra con el objetivo de extraer gas natural y llevarlo hasta la superficie.

**POZO SECO (DRY HOLE):** un pozo que no tuvo éxito, perforado sin haber encontrado cantidades comerciales de aceite o de gas.

**PPM (PPM):** partes por millón.

**PPP:** Reservas Probadas, Probables y Posibles

**PROCESAMIENTO DEL GAS:** la separación del aceite y el gas, y la remoción de impurezas y líquidos del gas natural.

**PRODUCTO DE DESTILACIÓN (STRAIGHT-RUN):** descripción aplicada a un producto obtenido del petróleo crudo mediante destilación y sin conversión química.

**PRODUCTOS BLANCOS:** gasolina, nafta, kerosina y gasóleo, es decir, productos del extremo alto del proceso de destilación. Ver también: Productos negros, fracciones ligeras.

**PRODUCTOS NEGROS:** aceites diesel y aceites combustibles, tales como productos del extremo bajo (o pesado) del proceso de destilación.

**PROPANO:** hidrocarburo que se encuentra en pequeñas cantidades en el gas natural, gaseoso en condiciones normales. Se le emplea como combustible automotriz, para cocinar y para calefacción. Ver también: LPG.

**PROPILENO:** olefina consistente de una cadena corta de tres átomos de carbono y seis de hidrógeno; producto químico básico muy importante para las industrias química y de plásticos.

**RECUPERACIÓN MEJORADA: EOR (Enhanced Oil Recovery)** la recuperación de aceite de un yacimiento utilizando otros medios aparte de la presión natural del yacimiento. Esto puede ser incrementando la presión (recuperación secundaria), o por calentamiento, o incrementando el tamaño de los poros en el yacimiento (recuperación terciaria). Ver también: acidificación.

**RECUPERACIÓN PRIMARIA:** la recuperación de aceite y gas de un yacimiento empleando sólo la presión natural del yacimiento para forzar la salida del aceite o gas. Ver también recuperación secundaria y terciaria.

**RECUPERACIÓN SECUNDARIA** la recuperación secundaria de hidrocarburos de un yacimiento incrementando la presión del yacimiento mediante la inyección de gas o agua en la roca del yacimiento.

**RECUPERACIÓN TERCIARIA:** recuperación de hidrocarburos de un yacimiento por encima de lo que se puede recuperar por medio de recuperación primaria o secundaria. Normalmente implica un método sofisticado tal como el calentamiento del yacimiento o el ensanchamiento de los poros empleando productos químicos. Ver: acidificación.

**RECURSOS CONTINGENTES:** cantidad de petróleo que, de una cierta fecha en adelante, puede estimarse será eventualmente recuperada desde yacimientos conocidos, pero que bajo las condiciones económicas del momento no se consideran comerciales.

**RECURSOS NATURALES Y DEL AMBIENTE, NO RENOVABLES:** son aquellos no susceptibles de ser reproducidos o reemplazados. Los recursos naturales sufren un proceso de agotamiento en la medida en que se explotan, el cual debe reflejarse por separado como un menor valor de los mismos.

Los recursos naturales se identifican y clasifican como renovables y no renovables, se registran por el costo histórico.

**RECURSOS PROSPECTIVOS:** cantidad de petróleo que, para una cierta fecha, puede estimarse será eventualmente recuperada desde yacimientos por descubrir.

**RED DE GAS:** (Gas grid) Término usado para la red de transmisión de gas y de tuberías de distribución en una región o país, a través de las cuales se transporta el gas hasta los usuarios industriales, comerciales y domésticos.

**REFINERÍA:** 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.

**REINYECCIÓN:** se le denomina a la inyección de gases a presión para recuperar el petróleo de una fuente.

**RELACIÓN ÉXITO – FRACASO:** fracción anual del número de pozos A-3 que resultaron ser productores dentro de todos los que se están analizando en medio de la actividad exploratoria.

**RELACIÓN GAS / CONDENSADO** a). Para un yacimiento de gas / condensado esta es la relación del condensado al gas. En cuanto al aceite, la relación puede medirse en pies cúbicos estándar/barril. Alternativamente se utiliza la inversa y las unidades

típicas son barriles/millón de pies cúbicos estándar. b). Para campos de gas seco solo se usa la inversa normalmente. Las unidades típicas son otra vez barriles/millón de pies cúbicos estándar, pero puede usarse gramos/metro cúbico.

**RELACIÓN RESERVAS A PRODUCCIÓN:** para un determinado pozo, campo o país. El período durante el cual alcanzan las reservas si la producción se mantiene a su ritmo actual y bajo el actual nivel de tecnología.

**RESERVAS POSIBLES:** estimado de reservas de crudo o gas con base a datos geológicos o de ingeniería, de áreas no perforadas o no probadas

**RESERVAS PROBABLES:** estimado de las reservas de crudo y/o gas con base a estructuras exploradas, pero requiriendo confirmación más avanzada para poderseles clasificar como reservas probadas.

**RESERVAS PROBADAS:** cantidad de crudo y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.

**RESERVAS PROBADAS Y DESARROLLADAS DE PETRÓLEO Y GAS:** son reservas de las que se puede esperar su extracción mediante los pozos, el equipo y los métodos operativos existentes.

**RESERVAS RECUPERABLES:** proporción de hidrocarburos que se pueden recuperar de un yacimiento empleando técnicas existentes.

**RESINA:** mezcla sólida o semi sólida de sustancias complejas que no tienen punto de fusión definido.

**REVERSIÓN DE CONTRATOS DE CONCESIÓN:** se entiende como el reintegro que hace el concesionario a la Nación colombiana, del privilegio o facultad exclusiva que le había otorgado, para explorar y explotar los hidrocarburos que pudiesen existir en un área determinada y el reintegro de todos los bienes adquiridos por el concesionario para esos efectos.

**SIJUR:** Sistema de Información Jurídica de Ecopetrol

**SOLVENTE:** nombre genérico de un líquido capaz de disolver o dispersar otras sustancias.

**SPE:** Society of Petroleum Engineers

**SPOT PRICE:** cotización de un activo financiero en el mercado al contado o "spot".

**STOCKS:** provisión de combustible o cualquier otra clase de fuente energética almacenada para su utilización futura. Se reportan como inventarios al final del periodo.

**SPR:** Strategic Petroleum Reserve. Inventarios de petróleo mantenidos por los gobiernos para ser usados en periodos de interrupción del suministro.

**TEA:** Contrato de evaluación técnica mediante el cual la ANH puede asignar un área de gran tamaño para realizar trabajos de superficie con el fin de obtener mejor información sobre la presencia de hidrocarburos en una zona específica, y el cual puede tener una duración de hasta 18 meses. El contratista de un TEA cuenta con la primera opción para firmar un contrato de exploración y producción en esa área.

**TERMINAL:** instalación marítima que recibe y almacena petróleo crudo y productos de producción costa afuera vía ductos y/o buques tanque.

**TERMINAL DE GAS NATURAL LICUADO (LNG TERMINAL)** una estación para recibir embarques de LNG, típicamente con instalaciones para almacenamiento y regasificación.

**TONELADA:** una tonelada métrica equivale a 1000 kg (2205 libras), una tonelada larga a 2240 libras, una tonelada corta a 2000 libras.

**TONELADAS DE CARBÓN EQUIVALENTE (TCE)** método para calcular el valor calorífico o de trabajo de diferentes fuentes de energía en términos de una tonelada de carbón.

**TORRE DE PERFORACIÓN: (DERRICK)** estructura de acero montada sobre la boca del pozo para soportar la tubería de perforación y otros equipos que son descendidos y elevados durante las operaciones de perforación.

**TONELADA EQUIVALENTE DE PETRÓLEO:** una unidad de energía; su valor equivale a la energía que hay en un tonelada petróleo.

**TRAMPA: (TRAP)** estructura geológica en la cual se acumulan hidrocarburos para formar un campo de aceite o gas. Ver también: Trampa estructural.

**TURBINA A GAS:** una turbina impulsada por los gases de combustión de una mezcla comprimida de gas natural y aire, utilizada para generación de energía.

**UNIDAD TÉRMICA BRITÁNICA (BRITISH THERMAL UNIT (BTU)):** la cantidad de calor requerido para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit.

**CORRIENTE ARRIBA (UPSTREAM):** las actividades relativas a la exploración, producción y entrega a una terminal de exportación de petróleo crudo.

**VISCOSIDAD:** pegajoso, esto es: la resistencia de un líquido al movimiento o flujo; normalmente se abate al elevar la temperatura.

**VOLÁTIL:** término que describe sustancias de bajo peso molecular que se evaporan a temperaturas y presiones atmosféricas normales.

**YACIMIENTO (RESERVOIR):** acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

**WPC:** World Petroleum Congresses

**WTI:** West Texas Intermediate. Marcador de crudo para cotización en la bolsa.

## Convenciones

<b>Bdc</b>	Barriles por día calendario
<b>Bls</b>	Barriles
<b>Bpd</b>	Barriles de petróleo por día
<b>Bpdc</b>	Barriles de petróleo por día calendario
<b>Bppd</b>	Barriles de petróleo por día
<b>Btu</b>	British Thermal Unit.
<b>COP</b>	Pesos Colombianos
<b>EVA</b>	Generación de valor agregado
<b>FUR</b>	Factor de utilización de las refinерías
<b>Gbtu</b>	Un billón de Btu
<b>Gbtud</b>	Giga Btu por día (mil millones de Btu, unidades térmicas inglesas)
<b>GLP</b>	Gas licuado del petróleo
<b>GNV</b>	Gas natural vehicular
<b>Gpc</b>	Gigapiés cúbicos
<b>Gpcd</b>	Gigapiés cúbicos diarios (mil millones de pies cúbicos diarios)
<b>Gwh</b>	Gigavatio hora
<b>Ha</b>	Hectáreas, las cuales son equivalentes a 10.000 m <sup>2</sup>
<b>KB</b>	Miles de barriles
<b>Kbdc</b>	Miles de barriles de petróleo por día calendario
<b>Kbpd</b>	Miles de barriles de petróleo por día
<b>Kbd</b>	Miles de barriles de petróleo por día
<b>Kbpde</b>	Miles de barriles de petróleo equivalente por día
<b>Km</b>	Kilómetros
<b>Mbp</b>	Miles de barriles de petróleo por día
<b>Mbls</b>	Millones de barriles de petróleo
<b>Mbpd</b>	Millones de barriles de petróleo por día
<b>Mbpe</b>	Millones de barriles de petróleo equivalente
<b>Mbtud</b>	Millones de Btu por día
<b>Mtoe</b>	Millones de Toneladas
<b>Mpcd</b>	Millones de pies cúbicos por día
<b>MUSD</b>	Millones de dólares
<b>Ppm</b>	Partes por millón
<b>TBG</b>	Tablero balanceado de gestión
<b>Tpc</b>	Terapiés cúbicos (billones de pies cúbicos)
<b>USD</b>	Dólares Americanos
<b>USD/bl</b>	Dólares por barril de petróleo
<b>WTI</b>	West Texas Intermediate (marcador internacional para

## **RESUMEN DEL PROSPECTO DE INFORMACIÓN**

---

El presente resumen ha sido preparado con el único objeto de facilitar el conocimiento general de Ecopetrol y de la oferta por parte del potencial Inversionista. Por consiguiente, para todos los efectos legales, cualquier interesado deberá consultar la totalidad de la información contenida en el cuerpo del presente Prospecto de Información.

### **ENTIDAD EMISORA**

---

Con la expedición del Decreto Ley 1760 del 26 de Junio de 2003 se modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 2931 del 7 de julio de 2003, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá. D.C.

La Ley 1118 de 2006, autoriza a Ecopetrol S.A., para que lleve a cabo el Programa de emisión y colocación de acciones, el cual tendrá tres Rondas, dentro de las cuales se podrán realizar una o más ofertas de acciones hasta agotar el Cupo Global del Programa. Dicho Programa tiene una duración de 3 años a partir de la ejecutoria del acto que haya ordenado la inscripción de las acciones en el RNVE. Adicionalmente la Ley autoriza para que las acciones sean colocadas en el mercado y puedan ser adquiridas por personas naturales o jurídicas. De acuerdo con la mencionada Ley, una vez emitida y colocadas total o parcialmente las acciones de que trata la misma, la sociedad quedará organizada como una sociedad de Economía Mixta de carácter comercial, del orden nacional vinculada al Ministerio de Minas y Energía. En el Acta No.014 de la Asamblea General de Accionistas celebrada el 12 de Junio de 2007, quedó la autorización de la emisión de acciones conforme a la Ley 1118 de 2006 y la aprobación de la reforma estatutaria en concordancia con dicha Ley. En el Acta No. 015 de la Asamblea General de Accionistas celebrada el 19 de Julio de 2007, queda aprobado el split de las acciones y su valor nominal.

Con la transformación de la Empresa Colombiana de Petróleos en la nueva Ecopetrol, la Compañía se liberó de las funciones de Estado como administrador del recurso petrolero y para realizar esta función fue creada La Agencia Nacional de Hidrocarburos.

### **OBJETIVOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS DEL PROGRAMA**

---

Los recursos provenientes de la colocación de las acciones serán destinados en un ciento por ciento (100%) a potencializar los negocios de Ecopetrol tanto nacional como internacionalmente.

### **OBJETO SOCIAL DE ECOPETROL**

---

El objeto social principal 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 1 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) la exploración y explotación de hidrocarburos en el exterior directamente o a través de contratos celebrados con terceros; 5) la 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) la compra, venta, importación, exportación, almacenamiento, mezcla, distribución, comercialización, industrialización, y/o venta de hidrocarburos, sus derivados, productos afines, en Colombia y en el exterior; 7) el transporte y almacenamiento de hidrocarburos, sus derivados, productos 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) la investigación, desarrollo y comercialización de fuentes convencionales y alternas de energía; 9) la producción, mezcla, almacenamiento, transporte y comercialización de componentes oxigenantes y biocombustibles; 10) la operación portuaria; 11) cualquier actividad complementaria, conexas o útil para el desarrollo de las anteriores; y 12) garantizar obligaciones ajenas cuando ello sea estrictamente necesario dentro del giro de sus negocios y en el marco.

### **PROGRAMA DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN**

---

El Programa de Emisión y Colocación de Acciones es un esquema flexible que permite a Ecopetrol, durante un plazo de tres (3) años prorrogable, ofrecer al público acciones ordinarias dentro de un Cupo Global que equivale al veinte por ciento (20%) de las acciones con derecho a voto que contiene el capital de Ecopetrol. A través del Programa de Emisión y Colocación de Acciones, Ecopetrol puede ajustarse de manera flexible a las rondas de emisión y colocación que prevé la Ley 1118 de 2006.

En términos generales, la Ley 1118 de 2006 establece que el Programa de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol consta inicialmente de dos (2) Rondas iniciales, en las cuales se ofrecerán Acciones Ordinarias de Ecopetrol a los destinatarios exclusivos de las condiciones especiales previstas en el artículo 3º de la Ley 226 de 1995, así como a los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol, las entidades territoriales y en general a cualquier ciudadano colombiano. Agotadas las dos (2) Rondas iniciales, Ecopetrol podrá realizar una o más rondas adicionales dirigidas al público en general. De conformidad con la Resolución 400 de 1995 expedida por la Sala General de la Superintendencia de Valores (hoy la Superintendencia Financiera), Ecopetrol podrá realizar más de una oferta pública de Acciones dentro de cada Ronda.





La Resolución 400 de 1995 prevé que el Programa de Emisión y Colocación no puede tener un plazo superior a tres (3) años contados a partir de la ejecutoria del acto que ordene la inscripción de las Acciones en el Registro Nacional de Valores y Emisores. Sin embargo, este plazo podrá ser prorrogado previa solicitud de Ecopetrol antes del vencimiento del mismo y por periodos iguales. Igualmente, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.2.3.4 de la Resolución 400 de 1995, el Cupo Global del Programa de Emisión y Colocación de Acciones podrá ser ampliado si Ecopetrol coloca al menos el 50% del Cupo Global.

## NOTIFICACIÓN

---

La información contenida en este Prospecto de Información está basada en información suministrada por Ecopetrol, así como por cualquier otra fuente debidamente identificada en él. Este Prospecto de Información ha sido preparado únicamente para asistir a posibles inversionistas interesados en realizar su propia evaluación de la emisión y colocación de las Acciones Ordinarias de Ecopetrol y considerar la suscripción de las mismas, y de ninguna forma pretende contener toda la información que un posible inversionista pueda requerir.

Ecopetrol y BANCA DE INVERSIÓN BANCOLOMBIA S.A. CORPORACIÓN FINANCIERA, como Banca de Inversión local para el Programa de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol, certifican, dentro de su competencia, que emplearon la debida diligencia en la verificación del contenido del Prospecto de Información, y por lo tanto, certifican que no se incurre en cualquiera de las siguientes conductas u omisiones:

- a) no se emplea ningún instrumento, proceso o artificio para defraudar;
- b) examinada a la luz de las circunstancias bajo las cuales se formula, no se incluye ninguna declaración que se aparte de la realidad en relación con información que revista el carácter de hecho material necesario, con el propósito de hacer aparecer la declaración formulada en términos tales que conduzca a desorientar al inversionista o a que el inversionista tome decisiones diferentes a las que razonablemente tomaría;
- c) no se incurre en ningún acto, práctica o actividad comercial que opere o pueda operar como fraude o engaño sobre persona alguna;

BANCA DE INVERSIÓN BANCOLOMBIA S.A. CORPORACIÓN FINANCIERA, como Banca de Inversión local para el Programa de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol, así como sus subcontratistas, directores, funcionarios, socios, empleados, agentes, representantes, consejeros o asesores y cualquier otro asesor financiero, legal involucrado en la oferta, por no estar dentro de la órbita de sus funciones, no han auditado o verificado independientemente la información fuente que sirvió de base para la elaboración de este Prospecto de Información, por lo tanto no tendrán responsabilidad alguna por cualquier afirmación o certificación (explícita o implícita) en relación con o derivada de dicha información fuente.

El contenido del presente Prospecto de Información o cualquier información recibida en relación con el mismo, ya sea verbal o escrita, por cualquier persona, no se tomará como suministro de cualquier tipo de asesoría por parte de BANCA DE INVERSIÓN BANCOLOMBIA S.A. CORPORACIÓN FINANCIERA, como Banca de Inversión local para el Programa de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol, así como sus subcontratistas, directores, funcionarios, socios, empleados, agentes, representantes, consejeros o asesores y cualquier otro asesor financiero, legal involucrado en la oferta. Cada posible inversionista deberá realizar una evaluación independiente de los méritos para realizar la inversión y para ello deberá consultar su propio asesor profesional.

Este Prospecto de Información contiene ciertas descripciones, explicaciones, resúmenes e interpretaciones de las leyes colombianas, decretos, regulaciones y otras decisiones (en adelante las “Leyes Aplicables”), las cuales fueron preparadas únicamente para informar a los posibles inversionistas en forma general acerca de las mismas y no pretenden ser definitivas ni constituyen asesoría legal a los inversionistas. Cada posible inversionista deberá realizar una evaluación independiente de los aspectos legales de la inversión y para ello deberá consultar su propio asesor legal.

La decisión de inversión en las Acciones Ordinarias implica el reconocimiento y la aceptación del inversionista que ni BANCA DE INVERSIÓN BANCOLOMBIA S.A. CORPORACIÓN FINANCIERA, como Banca de Inversión local para el Programa de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol, ni sus subcontratistas, directores, funcionarios, socios, empleados, agentes, representantes, consejeros o asesores y cualquier otro asesor financiero, legal involucrado en la oferta, estarán sujetos a responsabilidad alguna, presente o futura, respecto del Prospecto de Información o cualquier información relacionada con el mismo, ya sea o no que la hayan conocido o que hayan participado en su inclusión u omisión, excepto por lo establecido en la segundo párrafo de esta notificación. Ni Ecopetrol, ni BANCA DE INVERSIÓN BANCOLOMBIA S.A. CORPORACIÓN FINANCIERA, como Banca de Inversión local para el Programa de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol, así como sus subcontratistas, directores, funcionarios, socios, empleados, agentes, representantes, consejeros o asesores y cualquier otro asesor financiero, legal involucrado en la oferta no dan ninguna declaración o garantía en cuanto al desempeño o resultados futuros de Ecopetrol o cualquier proyección o información (expresa o implícita) relacionada, si la hubiere.

Este Prospecto de Información no constituye una oferta o una solicitud de una oferta de suscripción. La distribución de este Prospecto de Información y cualquier oferta realizada, no indica bajo ninguna circunstancia, que no se haya presentado cambio en los asuntos relativos a Ecopetrol desde la fecha de este documento o que la información aquí presentada esté correcta en cualquier fecha subsiguiente a la fecha aquí indicada.

**SE CONSIDERA INDISPENSABLE LA LECTURA TANTO DE ESTA INTRODUCCIÓN COMO DEL PROSPECTO DE INFORMACIÓN EN GENERAL, PARA QUE LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS PUEDAN EVALUAR ADECUADAMENTE LA CONVENIENCIA DE LA OPERACIÓN.**

## **DECLARACIONES SOBRE EL FUTURO**

---

Este Prospecto de Información contiene declaraciones enfocadas hacia el futuro de la compañía, las cuales están incluidas en varios apartes del mismo. Tales manifestaciones incluyen información referente a estimaciones o expectativas actuales de la compañía relacionadas a la futura condición financiera y a los resultados operacionales. Se advierte a los potenciales inversionistas que tales declaraciones sobre el futuro no son garantía del desempeño, riesgo o incertidumbre que se puedan presentar posteriormente, y que los resultados reales pueden variar sustancialmente con respecto a los enunciados sobre el futuro, debido a factores diversos. Existen factores importantes que podrían causar que los resultados reales difieran de aquellos señalados en declaraciones sobre el futuro, de los cuales algunos se encuentran fuera del control del emisor. Ni Ecopetrol ni BANCA DE INVERSIÓN BANCOLOMBIA S.A. CORPORACIÓN FINANCIERA, como Banca de Inversión local para el Programa de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol, así como sus subcontratistas, directores, funcionarios, socios, empleados, agentes, representantes, consejeros o asesores y cualquier otro asesor financiero, legal involucrado en la oferta asumen obligación alguna de revisar las declaraciones sobre el futuro hechos en este Prospecto de Información, ni tampoco de actualizarlo, modificarlo o complementarlo con base en hechos ocurridos con posterioridad a su publicación.

## **INFORMACIÓN HISTÓRICA DE RESERVAS**

---

Durante el periodo comprendido entre las vigencias 2002-2005 Ecopetrol no ha auditado las reservas a nivel corporativo, con excepción del área Castilla (año 2004); sin embargo a nivel interno Ecopetrol, en cabeza de la Vicepresidencia de Producción realiza un Informe Anual de Reservas que ésta compuesto por los siguientes lineamientos:

1. Ecopetrol se acoge a los estándares internacionales para la clasificación de las reservas enmarcados en las definiciones que conjuntamente desarrollaron la SPE “Society of Petroleum Engineers”, “World Petroleum Congresses”, la AAPG “American Association of Petroleum Geologists” y la SPEE Society of Petroleum Evaluation Engineers. Estos estándares son diferentes a otros estándares internacionales para calcular reservas, incluyendo los estándares del SEC “Securities Exchange Comisión” de los Estados Unidos.
2. En una etapa inicial se realizan diferentes subcomités de reservas por Gerencias Regionales, los cuales son conformados por profesionales de distintas ramas que constituyen los grupos Técnicos del Departamento de Yacimientos y Producción, las Coordinaciones de Negocios de cada una de las Gerencias y los profesionales de Reservas de la Vicepresidencia de Producción. En éstos subcomités de reservas se busca evaluar: 1) Calidad y cantidad de información que soporta la clasificación y las cifras de reservas, 2) Validación de las variables económicas (OPEX, CAPEX, Impuestos, tasa de oportunidad, regalías, etc.) que soportan las cifras a ser reportadas.
3. Luego de ésta primera etapa, se realiza un Comité de Reservas que ésta conformado por:
  - Vicepresidente de Producción
  - Vicepresidente de Exploración
  - Gerencia Técnica de Producción
  - Gerencias Regionales
  - Unidad de Planeación
  - Instituto Colombiano del Petróleo

En éste comité se evalúa la información y los criterios técnicos y financieros que soportan las cifras que serán reportadas en el Informe Anual de Reservas.

Finalmente se genera un acta de éste comité donde se consignan cada uno de los comentarios y correcciones generados dentro de éste, para tener finalmente el Informe Oficial de Reservas de la vigencia respectiva.

Los resultados de estos procesos pueden ser diferentes a los resultados bajo otros estándares. También la auditoria de estos resultados por terceros puede producir modificaciones, las cuales pueden ser materiales, a estos resultados.

## **TÍTULOS DE RENTA VARIABLE**

---

Los títulos de renta variable son también conocidos como corporativos o de participación. Estos incorporan un conjunto de derechos patrimoniales en una sociedad de capital, tales como el de percibir una parte proporcional de los dividendos y el de recibir una proporción del capital al momento de la liquidación de la sociedad, entre otros, y un conjunto de derechos no patrimoniales, inherentes a la calidad de socio. Se denominan de renta variable debido a que la rentabilidad de los títulos depende del desempeño de la compañía y sus utilidades generadas, y a las variaciones en la cotización del título en la Bolsa de Valores. Las acciones ordinarias son un ejemplo de títulos de renta variable.

**Acción Ordinaria:** 1. Es un título que le permite a cualquier persona (natural o jurídica), ser propietario de una parte de la empresa emisora del título, convirtiéndolo en accionista de la misma y dándole participación en las utilidades que ésta genere. Además, se obtienen beneficios o pérdidas por la valorización o desvalorización del precio de la acción en las Bolsas de Valores y le otorga derechos económicos y políticos en las asambleas de accionistas. 2. Es un título de propiedad de carácter negociable representativo de una parte proporcional del patrimonio de una sociedad o empresa. Otorga a sus titulares derechos que pueden ser ejercidos colectivamente y/o individualmente. 3. Es cada una de las partes en que está dividido el capital suscrito y pagado de una Sociedad Anónima.

## **RIESGO DE INVERTIR EN EL MERCADO DE RENTA VARIABLE**

---

La rentabilidad que se puede generar de la tenencia de una acción, es producto del nivel de los dividendos que pague dicha acción, y de las ganancias o pérdidas que el precio de dicha acción experimente mientras se es titular de ella.

En las inversiones de renta variable, como en el caso de las acciones, la ganancia futura es incierta ya que puede verse afectada por los resultados de la empresa emisora, el sector en que se encuentra dicha empresa emisora, los factores de la economía y el comportamiento del mercado público de valores. A diferencia, las inversiones de renta fija, perciben un rendimiento fijo pactado de antemano.

El inversionista en acciones puede superar las expectativas de ganancia, vía dividendos o vía la valorización del precio de la acción, pero también puede que por diversas circunstancias no se devengue la utilidad calculada inicialmente y, eventualmente, se genere una pérdida. Es importante tener en cuenta que la inversión en acciones es considerada de mediano y largo plazo.

Antes de realizar una inversión en valores de renta variable se debe tener conciencia que se puede ganar o perder el capital invertido.

## **CRITERIOS PARA DETERMINAR LA COMPOSICIÓN DE SU PORTAFOLIO**

---

La aversión o aceptación al riesgo y los riesgos asociados a cada inversión determinarán la composición de un portafolio de inversiones. A mayor riesgo existe una mayor expectativa de ganancia y bajo este principio financiero el inversionista diseña su portafolio.

Cuando se va a invertir en renta fija es necesario evaluar la solidez y respaldo del emisor de los títulos, así como la rentabilidad frente a las condiciones ofrecidas en el mercado y las perspectivas de cambio. En el mercado de renta fija la rentabilidad de la inversión esta dada por una tasa fija de interés, pactada para todo el periodo de duración de la inversión.

En el mercado de renta variable no está predeterminada ni asegurada la rentabilidad de la inversión, pues se encuentra ligada a las potenciales utilidades obtenidas por la empresa en la que se invierte, así como a las posibles variaciones en los precios de los títulos por las condiciones existentes en el mercado.

Para inversiones de renta variable se debe considerar, la solvencia del emisor, el nivel de bursatilidad, que es la categoría que otorga la Superintendencia Financiera a las acciones que se negocian en la Bolsa de Valores de Colombia S.A. dependiendo del volumen y frecuencia de negociación, las expectativas del sector en el que se desenvuelve la empresa emisora, la evolución económica y política del País, etc.

## **1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROGRAMA Y DE LAS ACCIONES ORDINARIAS**

---

### **1.1 PROGRAMA DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN DE ACCIONES**

---

El presente Programa de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol fue aprobado mediante la Resolución 1314 del 27 de julio de 2007 expedida por la Superintendencia Financiera de Colombia, por la cual se autorizó la inscripción de las Acciones Ordinarias de Ecopetrol en el Registro Nacional de Valores y Emisores.

El Programa de Emisión y Colocación de Acciones es un esquema flexible que permite a Ecopetrol, durante un plazo de tres (3) años prorrogable, ofrecer al público las Acciones Ordinarias dentro de un Cupo Global que equivale al veinte por ciento (20%) de las acciones con derecho a voto que contiene el capital de Ecopetrol. A través del Programa de Emisión y Colocación de Acciones, Ecopetrol puede ajustarse de manera flexible a las rondas de emisión y colocación de acciones que prevé la Ley 1118 de 2006.

En términos generales, la Ley 1118 de 2006 establece que el Programa de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol consta inicialmente de dos (2) rondas iniciales, en las cuales se ofrecerán Acciones Ordinarias de Ecopetrol a los destinatarios exclusivos de las condiciones especiales previstas en el artículo 3º de la Ley 226 de 1995, así como a los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol, las entidades territoriales y en general a cualquier ciudadano colombiano. Agotadas las dos (2) rondas iniciales, Ecopetrol podrá realizar una o más rondas adicionales dirigidas al público en general. De conformidad con la Resolución 400 de 1995 expedida por la Sala General de la Superintendencia de Valores (hoy la Superintendencia Financiera), Ecopetrol podrá realizar más de una oferta pública de Acciones dentro de cada ronda.

La Resolución 400 de 1995 prevé que el Programa de Emisión y Colocación no puede tener un plazo superior a tres (3) años contados a partir de la ejecutoria del acto que ordene la inscripción de las Acciones en el Registro Nacional de Valores y Emisores. Sin embargo, este plazo podrá ser prorrogado previa solicitud de Ecopetrol antes del vencimiento del mismo y por periodos iguales. Igualmente, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.2.3.4 de la Resolución 400 de 1995, el Cupo Global del Programa de Emisión y Colocación de Acciones podrá ser ampliado si Ecopetrol coloca al menos el 50% del Cupo Global.

Las características de la primera oferta pública que se realizará conforme a la Primera Ronda de emisión y colocación de Acciones de Ecopetrol corresponden a las descritas en el presente Prospecto de Información. En caso de que Ecopetrol realice otras ofertas públicas dentro de la primera ronda, las condiciones específicas de dichas ofertas serán establecidas en los respectivos avisos de oferta.

Las características y condiciones específicas de la Segunda y Tercera Ronda del Programa de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol están descritas conforme al Reglamento de Emisión y Colocación en el Presente Prospecto de Información. Cada ronda podrá tener una o más ofertas públicas de Acciones y las condiciones de cada oferta serán determinadas y establecidas en los respectivos avisos de oferta. De igual manera y de resultar necesario, Ecopetrol deberá actualizar el Prospecto de Información para llevar a cabo la Segunda y Tercera Ronda del Programa de Emisión y Colocación de Acciones.

#### **1.1.1 MONTO DEL CUPO GLOBAL PARA EFECTUAR LAS EMISIONES QUE ABARQUE EL PRESENTE PROGRAMA.**

Es el monto máximo de Acciones que se pueden ofrecer en desarrollo del Programa y que equivale al veinte por ciento (20%) de las acciones que conforman el capital de Ecopetrol. Este monto podrá ser ampliado con aquellas Acciones que sean ofrecidas y no colocadas de acuerdo con lo establecido en las normas de valores aplicables.

## **1.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS ACCIONES ORDINARIAS**

---

### **1.2.1 Clase de título ofrecido**

Los títulos objeto del Programa son Acciones Ordinarias, nominativas, de capital y libremente negociables. Las Acciones se entenderán emitidas el día hábil siguiente a la publicación del Aviso de Oferta en el que éstas sean ofrecidas públicamente.

### **1.2.2 Derechos políticos y económicos que incorporan las Acciones Ordinarias**

Todas las acciones confieren a su titular un igual derecho en el haber social y en los beneficios que se reparten y cada una de ellas tiene derecho a un voto en las deliberaciones de la Asamblea General de Accionistas, con las limitaciones legales. Otros derechos de los accionistas se incluyen en el numeral 1.2.11 de este Prospecto.

### **1.2.3 Reintegro a la reserva**

Las acciones del presente Programa que no fueren suscritas dentro de los términos y condiciones establecidas en el Reglamento de Emisión y Colocación, quedarán nuevamente en reserva en calidad de Ordinarias y a disposición de la Asamblea de Accionistas de Ecopetrol para futuras emisiones y colocaciones.

#### **1.2.4 Ley de circulación y negociación secundaria**

La transferencia de las acciones se sujetará a lo señalado en la Ley. Cada acción deberá expedirse por un número entero.

Las acciones ordinarias, serán nominativas y una vez pagadas en su totalidad, serán libremente negociables y tendrán mercado secundario a través de la BVC y podrán ser negociadas directamente por sus tenedores legítimos.

#### **1.2.5 Valor nominal de cada acción**

Las Acciones Ordinarias tienen un valor nominal de doscientos cincuenta pesos moneda legal colombiana (COP250) cada una.

#### **1.2.6 Costos y gastos de la participación en el Programa de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol**

Todos los costos y gastos, tanto directos como indirectos, relacionados con la participación en el Programa, correrán por cuenta de cada interesado. Ecopetrol no será responsable, en caso alguno, por dichos costos y gastos, cualquiera que sea el resultado de la Adjudicación en cada Ronda.

Igualmente, los interesados tendrán la responsabilidad, única y exclusiva, de adelantar las actividades necesarias para la presentación de su Aceptación.

#### **1.2.7 Bolsa de valores donde estarán inscritas las Acciones Ordinarias**

A la fecha de publicación del primer Aviso de Oferta para la Primera Ronda, las Acciones estarán inscritas en la Bolsa de Valores de Colombia S.A.

#### **1.2.8 Objetivos económicos y financieros del Programa**

Los recursos provenientes de la colocación de las acciones serán destinados en un ciento por ciento (100%) a potencializar los negocios de Ecopetrol tanto nacional como internacionalmente.

#### **1.2.9 Régimen jurídico aplicable a las Acciones Ordinarias**

El Programa se realizará de acuerdo con la Ley 1118 de 2006, las normas sobre emisión y colocación de acciones contenidas en la Resolución 400 de 1995 expedida por la sala General de la Superintendencia de Valores, hoy Superintendencia Financiera, y lo establecido en el Reglamento de Emisión y Colocación y sus Adendos, así como en cualquier otra norma del derecho colombiano que le sea aplicable. Estas normas se presumirán conocidas por todos los interesados y la presentación de una Aceptación constituye el reconocimiento del régimen jurídico aplicable, así como de su obligatoriedad.

**Utilidad en la enajenación de acciones:** De conformidad con el inciso primero del artículo 36-1 del Estatuto Tributario, o E.T., la utilidad obtenida en la enajenación de acciones no constituye renta ni ganancia ocasional, la parte proporcional que corresponda al accionista en las utilidades retenidas por la sociedad susceptibles de distribuirse como no gravadas que se hayan causado entre las fechas de adquisición y de enajenación, según el procedimiento que se explica en el numeral 3. En cuanto a la pérdida proveniente de la enajenación de acciones, ésta, por regla general, no es deducible del impuesto sobre la renta.

El artículo 36-1 del E.T., en su inciso segundo establece que no constituyen renta ni ganancia ocasional las utilidades provenientes de la enajenación de acciones inscritas en una Bolsa de Valores colombiana, de las cuales sea titular un mismo Beneficiario Real, cuando dicha enajenación no supere el diez por ciento (10%) de las acciones en circulación de la respectiva sociedad, durante un mismo año gravable. Por consiguiente, el beneficio de la desgravación de la utilidad únicamente aplica cuando el número de acciones enajenadas por un mismo Beneficiario Real no supere el 10% de las acciones que estén en circulación.

**Valor patrimonial de las acciones:** De conformidad con el artículo 78 de la Ley 1111 de 2006, que derogó parcialmente el artículo 272 del E.T., las acciones en cualquier clase de sociedad deben ser declaradas por su costo fiscal, teniendo en cuenta que se eliminó el sistema de ajustes integrales por inflación. El costo fiscal está constituido por el precio de adquisición o por el costo declarado en el año inmediatamente anterior, según sea el caso, sin perjuicio de la forma particular de ajuste prevista en el artículo 70 y 73 del E.T.

**Utilidad en la distribución de dividendos:** Por otro lado, no constituyen renta ni ganancia ocasional, los dividendos percibidos por accionistas que sean personas naturales residentes en el país o sociedades nacionales, siempre y cuando correspondan a utilidades que hayan estado sujetas a impuesto de renta en cabeza de la sociedad. Para efectos de determinar este beneficio, la sociedad que distribuye los dividendos, debe tomar la renta líquida gravable del respectivo año y restarle el impuesto básico de renta liquidado por el mismo año gravable. El resultado constituye la utilidad máxima susceptible de ser distribuida como no gravada, valor que en ningún caso puede exceder de la utilidad comercial después de impuestos.

Cuando de acuerdo con las reglas anteriores, se distribuyan dividendos gravados a personas naturales residentes en el país, tales dividendos estarán sujetos a una retención en la fuente a la tarifa del 34% (33% a partir del año 2008) si el beneficiario del pago o abono en cuenta no está obligado a presentar declaración de renta. No obstante lo anterior, la tarifa de retención en la fuente por concepto de dividendos será del 20% cuando el valor individual o acumulado de los pagos o abonos en cuenta a favor de personas naturales sea igual o superior a 1.400 UVT durante el respectivo año gravable (Decreto 567 de 2007).

Cuando se distribuyan dividendos gravados a sociedades nacionales o personas naturales declarantes, la tarifa de retención en la fuentes será del 20% (Decreto 567 de 2007).

Para los dividendos que correspondan a utilidades que hayan estado sujetas a impuesto sobre la renta en cabeza de la sociedad recibidos por extranjeros no residentes ni domiciliados, la tarifa correspondiente del impuesto sobre la renta es del 0%. Cuando los dividendos correspondan a utilidades, que de haberse distribuido a un residente en el país, hubieran estado gravadas conforme el procedimiento señalado, están sometidos a la tarifa del 34% sobre el valor pagado o abonado en cuenta (33% a partir del año 2008).

**Renta presuntiva e Impuesto al patrimonio:** Finalmente, es importante mencionar que el valor patrimonial neto de las acciones poseídas en sociedades nacionales no hace parte de la base para el cálculo y la determinación de la renta presuntiva, ni de la base gravable del Impuesto al Patrimonio, según lo previsto en los artículos 189 y 295 del E.T., modificados respectivamente por los artículos 10 y 28 de la Ley 1111 de 2006.

#### **1.2.10 Administrador del Programa**

Las Acciones Ordinarias serán totalmente desmaterializadas y depositadas en el Depósito Centralizado de Valores de Colombia Deceval S.A. para su administración y custodia. Las Acciones Ordinarias no podrán ser materializadas nuevamente y en consecuencia los Inversionistas al aceptar la oferta renuncian expresamente a la facultad de pedir la materialización de las Acciones Ordinarias. En razón de lo anterior, todo Aceptante celebrará un contrato de mandato con un Depositante Directo facultado legalmente para actuar en posición de terceros en los términos establecidos en el Reglamento de Operaciones de Deceval. Hasta tanto el respectivo Inversionista haya pagado la totalidad de las sumas debidas al Emisor con ocasión de la adquisición de las acciones, el Inversionista no podrá sustituir por otro ni tampoco remover el Depositante Directo, todo lo cual es aceptado expresamente por el Aceptante al momento de presentar una Aceptación.

El depósito y administración de las Acciones Ordinarias a través de Deceval se regirá por lo establecido en la Ley 27 de 1990, el Decreto reglamentario 437 de 1992, la Resolución 1200 de 1995 de la antigua Superintendencia de Valores (hoy Superintendencia Financiera de Colombia), y las demás normas que modifiquen o regulen el tema, así como por el Reglamento de Operaciones de Deceval.

##### **1.2.10.1 Información relacionada con el domicilio y dirección del Administrador del Programa**

El Depósito Centralizado de Valores S.A. – Deceval se encuentra en la ciudad de Bogotá en la Carrera 10 No 72-33 Torre B Piso 5.

##### **1.2.10.2 Derechos y obligaciones que se derivan del contrato a suscribir con el Administrador del Programa**

El objeto del presente Contrato es llevar a cabo la custodia y administración de la emisión desmaterializada de acciones dentro del Programa de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol.

- 1. Custodia Física y Electrónica del título global:** registrará el macrotítulo representativo de las acciones emitidas o las que llegue a emitir Ecopetrol, cuya función comprende el registro contable de las mismas y la custodia, administración y control del título global. Esta última función incluye el control sobre el monto de acciones emitido, las acciones efectivamente colocadas, en circulación, canceladas, anuladas en cuanto a sus derechos y las que se encuentran pendientes por colocar. El macrotítulo así registrado respaldará el monto efectivamente colocado y en circulación en base diaria.
- 2. Teneduría del libro de registro de titulares:** administrará el libro de registro de accionistas mediante la anotación en cuenta de las enajenaciones de las acciones, gravámenes y restricciones que pesen sobre ellas. Para tal efecto, el Deceval organizará una base de datos histórica que contenga el detalle de tales hechos. En tal sentido, El Deceval registrará y anotará en cuenta la información sobre: (i) Las enajenaciones y transferencias de las acciones de Ecopetrol. Para el registro de las enajenaciones y transferencias se seguirá el procedimiento establecido en el Reglamento de Operaciones del Deceval. Tratándose de operaciones especiales, se seguirá el procedimiento establecido en la Circular Externa No. 7 de 1998 y en la resolución 400 de 1995 de la Superintendencia Financiera de Colombia, antes de valores; y de las normas que las sustituyan y las que llegaren a tratar el tema respectivo, (ii) La constitución o transmisión de derechos reales sobre las acciones y otra clase de gravámenes, para lo cual el titular o titulares de los valores seguirán el procedimiento establecido en el Reglamento de Operaciones del Deceval. (iii) Los embargos de que sean objeto las acciones. Deceval deberá informar al juzgado que dio cumplimiento al embargo, lo cual ocurrirá inmediatamente Ecopetrol le comunique el oficio de embargo de la autoridad competente. Los embargos deberán ser comunicados al Deceval por parte de Ecopetrol una vez este tenga conocimiento. (iv) Las operaciones de venta con pacto de recompra (Repos) que se celebren sobre las acciones. (v) Los cambios de la entidad emisora de las acciones representadas por anotaciones en cuenta que se presenten con ocasión de transformaciones, fusiones o escisiones. (vi) El ejercicio del derecho de retiro por parte de los accionistas que posean acciones de Ecopetrol (vii) El saldo de acciones en circulación bajo el mecanismo de anotación en cuenta. (viii) La fecha en que se decreta el pago de dividendos para las acciones, la causación de los mismos y la fecha de pago. (ix) La colocación individual de las acciones de Ecopetrol correspondientes a nuevas emisiones. (x) El libro de registro de accionistas deberá manejar las negociaciones de acciones en el período exdividendo de acuerdo con los términos previstos en la Circular Externa No. 13 de 1998 de la Superintendencia Financiera, antes de Valores, en el Reglamento de la Bolsa de Valores de Colombia, en el Reglamento de Operaciones del Deceval o en las normas que los modifiquen o sustituyan. (xi) Las operaciones especiales a que se refiere la Circular No. 7 de 1998 de la Superintendencia Financiera, antes de Valores; previa verificación jurídica por parte del Deceval, (xii)



- El saldo de acciones en circulación bajo el mecanismo de anotación en cuenta. (xiii) La colocación individual de las acciones de Ecopetrol.
- Pago de Dividendos:** Consiste en el ejercicio de los derechos patrimoniales que se deriven de los títulos de acciones en depósito, por solicitud del Depositante Directo que representa al accionista ante el Deceval. Esto significa cobrar a Ecopetrol las sumas necesarias para el pago de los dividendos decretados. Cuando en el proceso de recaudo de dividendos se generen pagos en efectivo, Ecopetrol realizará el pago al Deceval de los valores correspondientes a los accionistas que sean o estén representados por depositantes directos con servicio de administración de valores. El pago de los dividendos sobre acciones está regulado por la Circular Externa No. 13 de 1998, expedida por la Superintendencia de Valores, hoy Superintendencia Financiera de Colombia la cual creó el periodo exdividendo para la determinación del Dividendo correspondiente. El Deceval aplicará el cálculo respectivo a la administración de las acciones según las reglas correspondientes al periodo exdividendo.
  - Certificado Global para el ejercicio de derechos sociales:** El ejercicio de derechos sociales de las acciones en las asambleas de accionistas es ejercido directamente por los accionistas, quienes se legitimarán con el certificado expedido para el efecto por el Deceval, el cual estará respaldado por un archivo detallado de los titulares con sus derechos. La información provista por el Deceval es fiel reflejo de la anotación en cuenta realizada en el libro de titulares y se produce con sujeción a lo requerido por la Resolución 1200 de 1995 expedida por la Superintendencia Financiera, antes de Valores o por las normas que la modifiquen o sustituyan. Durante el periodo en que se ejerzan los derechos sociales las acciones permanecerán bloqueadas y se requerirá que Ecopetrol informe mediante comunicación escrita que han sido ejercidos los derechos o que el Deceval por medios confiables (página web de la Superintendencia Financiera) conozca que la asamblea de accionistas se realizó y que por lo tanto se puede levantar la restricción a la circulación de los valores.
  - Instalación del módulo de consulta para emisores:** El Deceval proveerá un módulo especial para emisores, el que será instalado en un computador provisto por Ecopetrol de acuerdo con las especificaciones técnicas requeridas por El Deceval y cuyo software operacional es de propiedad del Deceval, con el fin de que Ecopetrol pueda consultar en línea la información sobre: Valores en depósito electrónico, Saldos por accionista, Movimientos (traspasos, gravámenes y otras operaciones especiales), La proyección de los vencimientos de los valores en depósito, los pagos efectuados a los accionistas, los saldos de la emisión depositada y no colocada.
  - Expedición de constancias de depósito:** La constancia de depósito de valores es un documento expedido de oficio por el Deceval en el cual se hace constar la anotación en cuenta a favor del accionista para cumplir con la obligación que tienen las entidades emisoras de entregar los títulos emitidos a los suscriptores. Estas constancias se expedirán una vez los valores sean suscritos a favor de quién suscribe (o cuando ingresen por primera vez valores en depósito) y una vez concluida la etapa de reexpedición y emisión y serán remitidas por el Deceval a los distintos depositantes directos, quienes se encargarán de remitirlas a los accionistas.
  - Control de Lavado de Activos:** El Deceval informará por escrito a la autoridad competente, al depositante directo y a Ecopetrol, respecto de operaciones sospechosas y tomará las medidas necesarias en los términos del Reglamento de Operaciones.
  - Información:** Toda la información que el Deceval entregará a Ecopetrol en desarrollo de su gestión como administrador de la emisión desmaterializada de las acciones, se efectuará fundamentalmente en archivos informáticos. La información no contemplada en el presente Contrato y solicitada de manera impresa originará para Ecopetrol, los costos establecidos en el instructivo de tarifas vigente.
  - Consultas Jurídicas:** Ecopetrol podrá elevar consultas jurídicas al Deceval relacionadas con el desarrollo del presente Contrato. El Deceval responderá por escrito a Ecopetrol dentro de los ocho (8) días calendario siguiente al recibo de la consulta.

#### **1.2.11 Derechos de los Titulares de Las Acciones Ordinarias**

De acuerdo con los Estatutos Sociales y el Código de Buen Gobierno los accionistas tendrán los siguientes derechos:

- Participar en las deliberaciones de la Asamblea General de Accionistas y votar en ella para la toma de las decisiones que corresponden a la misma, incluyendo la designación de los órganos y personas a quienes, de acuerdo con la Ley y los Estatutos Sociales, les corresponda elegir y, de ser necesario, contar con mecanismos efectivos para ser representados en dichas Asambleas.
- Recibir como dividendo una parte de las utilidades de Ecopetrol en proporción a las acciones que posea en la misma. Ecopetrol distribuye las utilidades conforme a lo consagrado en la Ley y en sus Estatutos Sociales.
- Tener acceso a la información pública de Ecopetrol en tiempo oportuno y en forma integral e inspeccionar libremente los libros y demás documentos a que se refieren los artículos 446 y 447 del Código del Comercio, dentro de los quince (15) días hábiles anteriores a las reuniones de la Asamblea General de Accionistas en las que se consideren balances de fin de ejercicio.
- Recibir una parte proporcional de los activos sociales al tiempo de la liquidación y una vez pagado el pasivo externo de Ecopetrol, en proporción a las acciones que posea en la misma.
- Hacerse representar mediante escrito en el cual expresen el nombre del apoderado y la extensión del mandato. Los poderes para representación ante la Asamblea General de Accionistas deberán someterse a lo dispuesto en el Artículo 184 del Código de Comercio.
- Transferir o enajenar sus acciones, según lo establecido por la ley y los estatutos sociales; así como conocer los métodos de registro de las acciones y la identidad de los principales accionistas de Ecopetrol, de conformidad con la ley.
- Hacer recomendaciones sobre el buen gobierno corporativo de Ecopetrol, a través de solicitudes por escrito presentadas a la Oficina de Atención al Accionista e Inversionista.
- Solicitar, en unión con otros accionistas, la convocatoria a reunión extraordinaria de Asamblea General de Accionistas, conforme a lo establecido en el Artículo 20 de los Estatutos Sociales.

9. Solicitar ante la Oficina de Atención al Accionista e Inversionista, autorización para encargar, a su costa y bajo su responsabilidad, auditorías especializadas en los siguientes términos:
  - a) Las auditorías especializadas se podrán llevar a cabo en cualquier momento y sobre los documentos que autoriza el artículo 447 del Código de Comercio, previa solicitud de un número plural de accionistas que representen por lo menos el cinco por ciento (5%) de las acciones suscritas de Ecopetrol.
  - b) Las auditorías especializadas no podrán versar sobre documentos que ostenten el carácter de reservados de conformidad con la Ley, en especial los artículos 15 de la Constitución Política y 61 del Código de Comercio, así como del literal g del artículo 4 de la Ley 964 de 2005 y las normas y decretos que lo reglamenten.
  - c) Tampoco será objeto de auditoría especializada, la información de carácter científico, técnico, económico y estadísticos que obtengan las personas que se dedican a la industria del petróleo en cualquiera de sus ramas, de conformidad con la legislación aplicable; la información técnica y científica respecto de prospectos de yacimientos obtenidos directamente por Ecopetrol o por sus asociados; ni la información derivada de contratos que constituyan ventajas competitivas, este tipo de información gozará de la reserva comercial que regula la ley mercantil colombiana. En todo caso las auditorías especializadas deberán versar sobre asuntos específicos y no podrán adelantarse sobre secretos industriales ni respecto de materias cuya confidencialidad se protege por la legislación sobre derechos de propiedad intelectual.
  - d) En ningún caso las auditorías especializadas podrán implicar una afectación de las autonomías de los administradores, según las facultades legales y estatutarias.
  - e) Los papeles de trabajo del auditor especial estarán sujetos a reserva y deberán conservarse por un tiempo no inferior a cinco (5) años, contados a partir de la fecha de su elaboración.
  - f) La solicitud para realizar auditorías especializadas se presentará por escrito ante la Oficina de Atención al Accionista e Inversionista, indicando las razones que motivan su realización, los hechos y operaciones a auditar y el tiempo de duración. Las personas que se contraten para realizar las auditorías especializadas deberán ser profesionales idóneos, reconocidos como tales de acuerdo con la Ley y cumplir con los requisitos exigidos en la Ley y en estos Estatutos para ser Revisor Fiscal de Ecopetrol. El auditor externo será elegido conforme a procedimientos que garanticen su selección objetiva e independencia. Su remuneración será fijada por la Junta Directiva.
  - g) La Oficina de Atención al Accionista e Inversionista deberá tramitar la solicitud en cuestión de manera expedita y eficiente, facilitando las actividades del auditor, en coordinación con las dependencias de Ecopetrol que deban colaborar para que su práctica sea viable.
  - h) Los resultados de la auditoría especializada deberán darse a conocer en primera instancia al Presidente de Ecopetrol S.A., quien dispone de treinta (30) días hábiles para pronunciarse. Estos resultados y el pronunciamiento del Presidente de Ecopetrol se darán a conocer a la Junta Directiva y a las entidades de control y vigilancia. En el caso de existir la posibilidad de transgresiones a las normas legales, se dará traslado a las entidades judiciales e investigativas correspondientes.
  - i) Los inversionistas podrán solicitar auditorías especializadas de conformidad con la naturaleza de su inversión, teniendo en cuenta las reglas anteriores y siempre y cuando posean, al menos, individual o conjuntamente, el diez por ciento (10%) o más de la correspondiente emisión de títulos o valores.
10. Presentar propuestas a la Junta Directiva, en asocio con otros accionistas, siempre que representen por lo menos el cinco por ciento (5%) de las acciones suscritas. En las propuestas se debe indicar la dirección y el nombre de la persona a la cual se enviará la respuesta a la petición y con quien la Junta actuará, en caso de considerarlo necesario. En todo caso tales propuestas no podrán tener por objeto temas relacionados con secretos industriales o información estratégica para el desarrollo de Ecopetrol. Estas solicitudes deben presentarse por escrito ante la Oficina de Atención al Accionista e Inversionista. Esta Oficina debe, a su vez, presentarlas al Comité de Gobierno Corporativo de la Junta Directiva para su estudio y posible aprobación por parte de la Junta Directiva. En la atención de estas solicitudes, la Junta Directiva debe abstenerse de suministrar información de carácter reservado o que ponga en riesgo los negocios de Ecopetrol o afecte derechos de terceros o que de ser divulgada, pueda ser utilizada en detrimento de Ecopetrol.
11. Cuando considere que se ha desconocido o violado una norma del Código de Buen Gobierno, podrá dirigirse por escrito a la Junta Directiva de Ecopetrol, indicando las razones y hechos en los que sustenta su reclamación, indicando nombre, cédula de ciudadanía, dirección, teléfono y ciudad para garantizar que será posible responderle su solicitud. La Dirección de Soporte a Presidencia y Junta Directiva remitirá la solicitud anterior a la Junta Directiva quien estudiará y responderá la misma.
12. Ejercer el derecho de retiro de conformidad con lo dispuesto en las normas vigentes.
13. Los demás derechos que les otorguen la ley y los Estatutos Sociales.

Para garantizar a los Inversionistas y accionistas el ejercicio cabal de sus derechos y un recto cumplimiento por parte de Ecopetrol de sus obligaciones hacia sus Inversionistas y accionistas, la misma dará el mismo trato en cuanto a petición, reclamación, e información, independientemente del valor de su inversión o del número de acciones que representen.

Todos los accionistas de Ecopetrol serán tratados con igualdad, teniendo en cuenta que cada accionista tiene los mismos derechos de acuerdo con el número de acciones que posea.

#### **1.2.12 Obligaciones de Los Titulares de Las Acciones Ordinarias**

De acuerdo con el Código de Buen Gobierno los accionistas deberán actuar con lealtad frente a la sociedad, absteniéndose de participar en actos o conductas que de manera particular pongan en riesgo los intereses de la sociedad o impliquen la divulgación de información privilegiada de la misma.

#### **1.2.13 Obligaciones de Ecopetrol**

Ecopetrol dará a todos sus accionistas el mismo trato en cuanto a petición, reclamación e información, independiente del valor de su inversión o el número de acciones que represente.

Ecopetrol dispondrá de una “Oficina de Atención al Accionista e Inversionista”, la cual se encargará de atender y solucionar los requerimientos de los accionistas, así como el suministro de información que soliciten conforme a lo establecido en la Ley, los Estatutos Sociales y el Código de Buen Gobierno.

Ecopetrol se compromete a dar cumplimiento al Código de Buen Gobierno de tal manera que se garantice a los accionistas e Inversionistas el ejercicio cabal de sus derechos.

Ecopetrol se compromete a revelar a sus accionistas y al mercado información relevante en los términos establecidos en el Decreto 3139 de 2006; y además dará cumplimiento a las provisiones en materia de transparencia, fluidez e integridad de la información que se establecen en el Código de Buen Gobierno.

Ecopetrol se compromete a dar cumplimiento a las provisiones en materia de gestión de riesgos que se establecen en el Código de Buen Gobierno.

Ecopetrol se compromete a dar cumplimiento a las provisiones que en materia de control interno y externo se establecen en el Código de Buen Gobierno.

Ecopetrol además se compromete a dar cumplimiento a todas las normas que en su calidad de sociedad inscrita en el Registro Nacional de Valores y Emisores le sean aplicables.

#### **1.2.14 Programa totalmente desmaterializado**

Las Acciones serán totalmente desmaterializadas y depositadas en el Depósito Centralizado de Valores de Colombia Deceval S.A. para su administración y custodia. Las Acciones Ordinarias no podrán ser materializadas nuevamente y en consecuencia los Inversionistas al aceptar la Oferta renuncian expresamente a la facultad de pedir la materialización de las Acciones. En razón de lo anterior, todo Aceptante celebrará un contrato de mandato con un depositante directo facultado legalmente para actuar en posición de terceros en los términos establecidos en el Reglamento de Operaciones de Deceval. Hasta tanto el respectivo Inversionista haya pagado la totalidad de las sumas debidas al Emisor con ocasión de la adquisición de las Acciones, el Inversionista no podrá sustituir por otro ni tampoco remover el depositante directo, todo lo cual es aceptado expresamente por el aceptante al momento de presentar una Aceptación.

El depósito y administración de las Acciones Ordinarias a través de Deceval se regirá por lo establecido en la Ley 27 de 1990, el Decreto reglamentario 437 de 1992, la Resolución 1200 de 1995 de la antigua Superintendencia de Valores (hoy Superintendencia Financiera de Colombia), y las demás normas que modifiquen o regulen el tema, así como por el Reglamento de Operaciones de Deceval.

#### **1.2.15 Solicitudes y publicación de información adicional**

A partir de la publicación del primer Aviso de Oferta dentro de la Primera Ronda, y hasta cinco (5) días hábiles antes del agotamiento del plazo para presentar Aceptaciones en la Primera Ronda, los potenciales Inversionistas podrán formular a Ecopetrol preguntas e inquietudes a través de la dirección electrónica [socios@ecopetrol.com.co](mailto:socios@ecopetrol.com.co) y/o en la oficina de atención al accionista e Inversionista, ubicada en las instalaciones de Ecopetrol, Calle 37 No. 8-43 en Bogotá, que será puesta a disposición del Programa por Ecopetrol. Las solicitudes que a juicio exclusivo de Ecopetrol sean útiles para que los potenciales Inversionistas tomen su decisión de inversión, que no correspondan a información privilegiada o estratégica, y que puedan ser atendidas sin que ello afecte el funcionamiento de Ecopetrol, la igualdad entre los potenciales Inversionistas y el desarrollo del Programa, serán atendidas y respondidas por Ecopetrol a través de sus medios de contacto: oficina de atención al accionista e Inversionista y las líneas de call center 4446677 (en Bogotá) y 018000914329 (a nivel nacional). Además publicará las más frecuentes en la página WEB [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)

Los conceptos y respuestas emitidas por Ecopetrol no serán considerados como una modificación del Reglamento ni del Prospecto, a menos que sean adoptados como Adendos debidamente expedidos y suscritos por la Junta Directiva o por quien tenga la facultad para el efecto.

Las consultas, solicitudes, y respuestas no producirán efectos suspensivos sobre el plazo de presentación de las Aceptaciones.

#### **1.2.16 Negociación secundaria de las Acciones Ordinarias**

Para efectos de la negociación de las Acciones Ordinarias en el mercado secundario, los Inversionistas deberán dirigirse a las Sociedades Comisionistas de Bolsa que se encuentran listadas en el sitio web de la BVC [www.bvc.com.co](http://www.bvc.com.co), donde además encontrarán los datos de contacto de las mismas. Adicionalmente se podrá solicitar información sobre las Sociedades Comisionistas de Bolsa y la negociación de las Acciones Ordinarias en el mercado secundario a través de la línea 018000914329 del Programa. Cada comisionista de bolsa instruirá al Inversionista sobre todo lo relacionado con dicha negociación.

### **1.2.17 Mecanismos para la prevención del lavado de activos**

#### **1.2.17.1 Ecopetrol**

Si bien Ecopetrol no es una entidad vigilada por la Superintendencia Financiera, sobre el particular, y con miras a prevenir, entre otros, el riesgo reputacional que implicaría el ser objeto de lavado de activos o financiamiento del terrorismo, la Junta Directiva de Ecopetrol aprobó el pasado 2 de marzo, la Política para la Prevención y Control del Lavado de Activos que recoge las recomendaciones del SIPLA<sup>2</sup> que más tarde fueron consignadas en la Circular Externa 022 de 2007 adicionando el tema de financiación del terrorismo.

La política vigente establece la obligatoriedad por parte de todas las áreas de Ecopetrol de realizar todas las acciones necesarias para identificar operaciones inusuales o sospechosas en el desarrollo del objeto social de la Empresa.

Adicionalmente, se implementó la figura del oficial de cumplimiento que deberá ser el responsable de informar mensualmente a la UIAF<sup>3</sup> del Ministerio de Hacienda y Crédito Público todas las operaciones sospechosas o la ausencia de las mismas.

Asimismo, se modificaron los formatos vigentes de inscripción de proveedores y clientes para recoger en ellos la obligatoriedad por parte de quienes lo diligencian de chequear en listas restrictivas los nombres de las contrapartes potenciales de Ecopetrol. De igual manera, se estableció un formato de declaración voluntaria de origen de fondos mediante la cual se busca garantizar que los recursos con los que los clientes financien las operaciones con Ecopetrol provengan de su actividad económica la cual deberá ser verificada en el estudio de clientes que realicen las áreas comercializadoras.

#### **1.2.17.2 Red de Distribución y Colocación**

La Red de Distribución se sujetará a las normas vigentes sobre prevención y control de lavado de activos en los términos del Estatuto Orgánico del Sistema Financiero, la Circular 034 de 2004 de la Superintendencia Financiera de Colombia y demás normas aplicables a los establecimientos bancarios. La Red de Colocación se sujetará a las normas vigentes sobre prevención y control de lavado de activos en los términos de la Circular Externa 003 de 2005 de la Superintendencia de Valores, hoy Superintendencia Financiera de Colombia y demás normas aplicables a las sociedades comisionistas de bolsa. En todo caso la Red de Distribución y la Red de Colocadores deberán abstenerse de vincular a los inversionistas que se encuentren reportados en listas de control como la OFAC y ONU entre otras, que limiten la relación de particulares o de empresas con el sector financiero.

### **1.2.18 Mercado Secundario y Metodología de Valoración**

Las Acciones Ordinarias están inscritas en la BVC y por lo tanto son valores libremente negociables a través de los sistemas transaccionales de la BVC. La metodología de valoración para las Acciones Ordinarias es aquella establecida de acuerdo con lo dispuesto por la Superintendencia Financiera de Colombia y la Bolsa de Valores de Colombia.

### **1.2.19 Aceptación de los términos del Reglamento**

La sola presentación de una Aceptación o de un Formulario de Aceptación constituye manifestación expresa del Aceptante de conocer y aceptar los términos y condiciones del Programa, establecidos en el Reglamento, en el Formulario de Aceptación o cualquier otro que se señale en el correspondiente Prospecto o Aviso de Oferta, y en particular, el contenido de la Sección 3.10 del Reglamento y en este Prospecto, para efectos del Programa y las normas aplicables al mismo.

### **1.2.20 Otras condiciones**

Vencidos los plazos y vigencias de las Ofertas dentro del Programa, el representante legal y el revisor fiscal de la Empresa comunicarán a la Cámara de Comercio de Bogotá el número de acciones suscritas en cada una de ellas, los pagos efectuados y la cifra a la cual se elevan el capital suscrito y el pagado de la sociedad.

La emisión de la cual trata el presente Prospecto no causará impuesto de timbre con base en la Ley 6 de 1992.

---

<sup>2</sup> Sistema de prevención de lavado de activos.

<sup>3</sup> Unidad de Información y Análisis Financiero de Colombia (UIAF): La Unidad de Información y Análisis Financiero – UIAF es una Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Hacienda y Crédito Público que tiene como objetivo prevenir y detectar operaciones de Lavado de Activos en diferentes sectores de la economía.

HOJA EN BLANCO INTENCIONAL



## **2 CARACTERÍSTICAS GENERALES CONDICIONES FINANCIERAS Y REGLAS DE LA EMISIÓN PARA CADA UNA DE LAS RONDAS**

---

### **2.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES CONDICIONES FINANCIERAS Y REGLAS DE LA EMISIÓN PARA LA PRIMERA RONDA**

---

Las características generales de las Acciones están previstas en los Estatutos Sociales de Ecopetrol, el Código de buen Gobierno y la ley colombiana. La presente sección incluye un resumen que no pretende ser una descripción exhaustiva ni un análisis jurídico o económico completo de dichos derechos y prerrogativas.

#### **2.1.1 Cantidad de acciones objeto de la oferta**

El número de Acciones a ser ofrecidas en la primera oferta de la Primera Ronda será determinado por la Junta Directiva, al menos el día hábil anterior a la publicación del Aviso de Oferta correspondiente. No obstante, dentro de la Primera Ronda, se podrá ofrecer Acciones adicionales a través de un nuevo Aviso de Oferta, que para todos los efectos legales se reputarán como Acciones ofrecidas en la Primera Ronda. La fecha de cierre de la Primera Ronda será la señalada en el primer Aviso de Oferta que se publique para el efecto. El Aviso de Oferta respectivo podrá señalar que dentro de la misma Ronda se podrá ofrecer de manera adicional y dentro del mismo término un número adicional de Acciones, todo lo anterior en cumplimiento de las normas de valores aplicables al Programa y atendiendo a los objetivos de democratización establecidos en la Ley 1118 de 2006.

El plazo de la respectiva oferta será determinado por la Junta Directiva y se insertará en el respectivo Aviso de Oferta.

La emisión comprende todos los derechos y prerrogativas inherentes a las Acciones Ordinarias, incluyendo los derechos sobre los dividendos ordinarios que se decreten en relación con las utilidades obtenidas durante cada periodo contable, y todos los demás derechos que de acuerdo con los Estatutos de Ecopetrol y la ley corresponden a los accionistas titulares de las Acciones Ordinarias.

#### **2.1.2 Precio de suscripción**

El precio de suscripción por Acción será el que determine la Asamblea de Accionistas de Ecopetrol, el cual se insertará en el correspondiente Aviso de Oferta y se informará a la Superintendencia Financiera al menos el Día Hábil anterior a la publicación del Aviso de Oferta correspondiente.

En el evento en que la regulación del mercado público de valores prevea mecanismos que permitan la construcción de libros de ofertas, la Asamblea de Accionistas de Ecopetrol podrá acudir a dichos mecanismos. Los apartes particulares de la construcción del libro de ofertas se determinarán en la forma prevista en la regulación, y en todo caso se publicarán en el Aviso de Oferta correspondiente o en las actualizaciones del Prospecto de Información.

#### **2.1.3 Número mínimo de acciones a suscribir**

El número mínimo de Acciones Ordinarias que podrán suscribir los destinatarios de la Primera Ronda, corresponde al Monto Mínimo, esto es el equivalente a 1.000 acciones ordinarias.

El Monto Mínimo ha sido fijado, entre otras razones, considerando los costos de transacción implícitos en la operatividad del mercado bursátil. Si bien las Acciones adquiridas en cualquier número, incluyendo uno igual o superior al Monto Mínimo, podrán ser negociadas en el mercado secundario, dicha negociación será por cuenta y riesgo de cada inversionista. En consecuencia, Ecopetrol no garantiza que el precio de enajenación de las mismas en dicho mercado sea igual o superior al precio de adquisición original.

#### **2.1.4 Número máximo de acciones a suscribir**

Con el fin de promover la efectiva democratización de la propiedad accionaria de Ecopetrol e impedir que se presenten conductas que atenten contra la finalidad prevista en el Artículo 60 de la Constitución Política, y con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en la Ley 1118 de 2006, las Aceptaciones que presenten los Destinatarios Preferenciales, estarán sujetas a las siguientes reglas:

- (i) Ninguna persona natural podrá adquirir Acciones por valor superior a cinco mil (5.000) salarios mínimos legales mensuales vigentes (SMLMV) sumadas las Acciones adquiridas en cada una de las Rondas. Los Destinatarios Preferenciales diferentes a personas naturales sólo podrán invertir hasta por un monto igual al límite máximo autorizado para esta clase de inversiones, establecido en las normas legales que le sean aplicables, así como las previstas en las normas estatutarias que regulan la actividad de tales entidades.
- (ii) Sumadas las Acciones adquiridas en la Primera y Segunda Ronda, los destinatarios de dichas Rondas que sean personas jurídicas no podrán adquirir individualmente más del 3% del total de las acciones en circulación de Ecopetrol. Se exceptúan de lo anterior los fondos de pensiones y cesantías, los fondos mutuos de inversión y los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol.
- (iii) Los fondos de pensiones y cesantías, los fondos mutuos de inversión y los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol podrán invertir más del porcentaje indicado en el numeral (ii) del presente numeral siempre y cuando se ajusten a lo que se determine en los lineamientos de inversión establecidos para cada una de dichas entidades por la

Superintendencia Financiera de Colombia. En todo caso, colectivamente los fondos de pensiones, los fondos de cesantías, los fondos mutuos de inversión y los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol no podrán adquirir en conjunto y sumando las Acciones adquiridas en todas las Rondas más del quince por ciento (15%) de las Acciones en circulación de Ecopetrol.

- (iv) Cualquier Aceptación por un monto superior al previsto en los numerales (i) al (iii) anteriores se entenderá presentada, en cada caso, por la cantidad máxima allí indicada.
- (v) Cada Aceptante, por el solo hecho de presentar una Aceptación, reconocerá que el número de Acciones que se podrán adjudicar puede, pero no necesariamente será, inferior al número de acciones demandadas. Si ello ocurre, el Aceptante acepta que no tendrá derecho de reclamación alguna contra Ecopetrol por tal concepto.
- (vi) Quienes escojan el Pago del Precio por Cuotas aceptarán que no podrán realizar prepagos parciales de cuotas enteras. En casos de prepagos aceptan igualmente que no habrá lugar a la reliquidación de las cuotas pendientes de pago. Los prepagos totales estarán permitidos.
- (vii) Los Aceptantes deberán también acompañar a su respectiva Aceptación los documentos descritos en las Secciones 5.10.1 y 5.10.2 del Reglamento de Emisión y Colocación y en los numerales 2.4.1.7.1 y 2.4.1.7.2 de este Prospecto.
- (viii) Para todos los efectos de las Ofertas, se entenderá que el Aceptante por el hecho de presentar una Aceptación, declara conocer y aceptar todas y cada una de las condiciones de la Oferta correspondiente establecidas en el Reglamento de Emisión y Colocación, en el respectivo Aviso de Oferta y en el presente Prospecto de Información, incluyendo las manifestaciones de voluntad que se indican en el Reglamento de Emisión y Colocación.

#### **2.1.5 Condiciones para facilitar el acceso a la propiedad accionaria de Ecopetrol a trabajadores y pensionados.**

Con la finalidad de garantizar y facilitar el acceso a la propiedad accionaria por parte de los trabajadores y pensionados de Ecopetrol, el Programa podrá incluir dentro de la Red de Distribuidores a CAVIPETROL, que será considerado para todos los efectos como un Colocador no Financiero. CAVIPETROL podrá asumir la labor de recibir las Aceptaciones que provengan de empleados y pensionados de Ecopetrol. CAVIPETROL podrá otorgar financiación a los empleados y pensionados de Ecopetrol que presenten sus Aceptaciones a través suyo.

La colocación de Acciones a través de CAVIPETROL estará sujeta a las condiciones previstas en el Reglamento, adicionalmente CAVIPETROL podrá establecer condiciones adicionales para efectos de las líneas de crédito que otorgue directamente para los trabajadores y pensionados que participen en el Programa. Las Aceptaciones presentadas por empleados o pensionados de Ecopetrol ante otras Entidades Colocadoras se registrarán por lo dispuesto en el Reglamento y en este Prospecto.

#### **2.1.6 Gastos de Administración del Depositante Directo**

Durante el término de dos (2) años, contados a partir de Fecha de Adjudicación, el Depositante Directo no cobrará suma de dinero alguna por la administración y custodia de las Acciones Ordinarias a los Accionistas, adquiridas en la Primera Ronda, dado que los mismos serán asumidos directamente por Ecopetrol. A partir del vencimiento de dicho término, los costos de administración y custodia podrán ser trasladados al respectivo Inversorista.

#### **2.1.7 Destinatarios de La oferta**

De acuerdo con lo establecido por el Artículo 3 de la Ley 1118 de 2006 los destinatarios de la presente Oferta en la Primera Ronda (en adelante los Destinatarios Preferenciales) son: (i) los trabajadores activos y pensionados de Ecopetrol, (ii) todo extrabajador de Ecopetrol, siempre y cuando no haya sido desvinculado con justa causa, (iii) las asociaciones de empleados o ex empleados de Ecopetrol, (iv) los sindicatos de trabajadores, (v) las federaciones de sindicatos de trabajadores y confederaciones sindicales, (vi) los fondos de empleados, (vii) los fondos mutuos de inversión, (viii) los fondos de cesantías y fondos de pensiones, (ix) las entidades cooperativas definidas por la legislación cooperativa, (x) las cajas de compensación familiar, (xi) los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol, (xii) las entidades territoriales, y (xiii) cualquier ciudadano colombiano.

## **2.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES CONDICIONES FINANCIERAS Y REGLAS DE LA EMISIÓN SEGUNDA RONDA**

Las características generales de las Acciones están previstas en los Estatutos Sociales de Ecopetrol, el Código de buen Gobierno y la ley colombiana. La presente sección incluye un resumen que no pretende ser una descripción exhaustiva ni un análisis jurídico o económico completo de dichos derechos y prerrogativas.

### **2.2.1 Cantidad de acciones objeto de la oferta**

El número de Acciones a ser ofrecidas en la primera Oferta de la Segunda Ronda será determinado por la Junta Directiva, al menos el Día Hábil anterior a la publicación del Aviso de Oferta correspondiente. No obstante, dentro de la Segunda Ronda, y con sujeción a lo dispuesto en este Capítulo, se podrá ofrecer Acciones adicionales a través de un nuevo Aviso de Oferta, que para todos los efectos legales se reputarán como Acciones ofrecidas en la Segunda Ronda. La fecha de cierre de la Segunda Ronda será la señalada en el Aviso de Oferta que se publique para el efecto. El Aviso de Oferta respectivo podrá señalar que

dentro de la misma Ronda se podrá ofrecer de manera adicional y dentro del mismo término un número adicional de Acciones, todo lo anterior en cumplimiento de las normas de valores aplicables al Programa y atendiendo a los objetivos de democratización establecidos en la Ley 1118 de 2006.

El plazo de la respectiva oferta será determinado por la Junta Directiva y se insertará en el respectivo Aviso de Oferta.

La emisión comprende todos los derechos y prerrogativas inherentes a las Acciones Ordinarias, incluyendo los derechos sobre los dividendos ordinarios que se decreten en relación con las utilidades obtenidas durante cada periodo contable, y todos los demás derechos que de acuerdo con los Estatutos de Ecopetrol y la ley corresponden a los accionistas titulares de las Acciones Ordinarias.

#### **2.2.2 Precio de suscripción**

El precio de suscripción será determinado por la Junta Directiva de Ecopetrol y será indicado en el respectivo Aviso de Oferta y se informará a la Superintendencia Financiera al menos el Día Hábil anterior a la publicación del Aviso de Oferta correspondiente.

En el evento en que la regulación del mercado público de valores prevea mecanismos que permitan la construcción de libros de ofertas, la Junta Directiva podrá acudir a dichos mecanismos. Los apartes particulares de la construcción del libro de ofertas se determinarán en la forma prevista en la regulación, y en todo caso se publicarán en el Aviso de Oferta correspondiente o en las actualizaciones del Prospecto de Colocación.

#### **2.2.3 Número mínimo de acciones a suscribir**

El número mínimo de Acciones Ordinarias que podrán suscribir los destinatarios de la Segunda Ronda, corresponde al Monto Mínimo, que es el equivalente a 2.000 acciones ordinarias.

El Monto Mínimo ha sido fijado, entre otras razones, considerando los costos de transacción implícitos en la operatividad del mercado bursátil. Si bien las Acciones adquiridas en cualquier número, incluyendo uno igual o superior al Monto Mínimo, podrán ser negociadas en el mercado secundario, dicha negociación será por cuenta y riesgo de cada inversionista. En consecuencia, Ecopetrol no garantiza que el precio de enajenación de las mismas en dicho mercado sea igual o superior al precio de adquisición original.

#### **2.2.4 Número máximo de acciones a suscribir**

Con el fin de promover la efectiva democratización de la propiedad accionaria de Ecopetrol e impedir que se presenten conductas que atenten contra la finalidad prevista en el Artículo 60 de la Constitución Política, y con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en la Ley 1118 de 2006, las Aceptaciones que presenten los Destinatarios Preferenciales, estarán sujetas a las mismas reglas del numeral 2.1.4 de este Prospecto de Información.

#### **2.2.5 Gastos de Administración del Depositante Directo**

Durante el término de dos (2) años, contados a partir de Fecha de Adjudicación, el Depositante Directo no cobrará suma de dinero alguna por la administración y custodia de las Acciones Ordinarias a los Accionistas, adquiridas en la Segunda Ronda, dado que los mismos serán asumidos directamente por Ecopetrol. A partir del vencimiento de dicho término, los costos de administración y custodia podrán ser trasladados al respectivo Inversionista.

#### **2.2.6 Destinatarios de la oferta**

De acuerdo con lo establecido por el Artículo 3 de la Ley 1118 de 2006 los destinatarios de la presente Oferta en la Segunda Ronda (en adelante los Destinatarios Preferenciales) son: (i) los trabajadores activos y pensionados de Ecopetrol, (ii) todo extrabajador de Ecopetrol, siempre y cuando no haya sido desvinculado con justa causa, (iii) las asociaciones de empleados o ex empleados de Ecopetrol, (iv) los sindicatos de trabajadores, (v) las federaciones de sindicatos de trabajadores y confederaciones sindicales, (vi) los fondos de empleados, (vii) los fondos mutuos de inversión, (viii) los fondos de cesantías y fondos de pensiones, (ix) las entidades cooperativas definidas por la legislación cooperativa, (x) las cajas de compensación familiar, (xi) los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol, (xii) las entidades territoriales, y (xiii) cualquier ciudadano colombiano.

### **2.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES CONDICIONES FINANCIERAS Y REGLAS DE LA EMISIÓN TERCER RONDA**

Las características generales de las Acciones están previstas en los Estatutos Sociales de Ecopetrol, el Código de buen Gobierno y la ley colombiana. La presente sección incluye un resumen que no pretende ser una descripción exhaustiva ni un análisis jurídico o económico completo de dichos derechos y prerrogativas.

#### **2.3.1 Cantidad de acciones objeto de la oferta**

El número de Acciones a ser ofrecidas en la Tercera Ronda será determinado por la Junta Directiva al menos el Día Hábil anterior a la publicación del Aviso de Oferta correspondiente. No obstante, dentro de la Tercera Ronda, y con sujeción a lo dispuesto en este Capítulo, se podrá ofrecer Acciones adicionales a través de un nuevo Aviso de Oferta, que para todos los



efectos legales se reputarán como Acciones ofrecidas en la Tercera Ronda. El Aviso de Oferta respectivo podrá señalar que dentro de la misma Ronda se podrá ofrecer de manera adicional y dentro del mismo término un número adicional de Acciones, todo lo anterior en cumplimiento de las normas de valores aplicables al Programa y atendiendo a los objetivos de democratización establecidos en la Ley 1118 de 2006.

El plazo de la respectiva oferta será determinado por la Junta Directiva y se insertará en el respectivo Aviso de Oferta.

La emisión comprende todos los derechos y prerrogativas inherentes a las Acciones Ordinarias, incluyendo los derechos sobre los dividendos ordinarios que se decreten en relación con las utilidades obtenidas durante cada periodo contable, y todos los demás derechos que de acuerdo con los Estatutos de Ecopetrol y la ley corresponden a los accionistas titulares de las Acciones Ordinarias.

### **2.3.2 Precio de suscripción**

El precio de suscripción por Acción será el que determine la Junta Directiva y se informará a la Superintendencia Financiera al menos el Día Hábil anterior a la publicación del Aviso de Oferta Correspondiente. Dicho valor se insertará en el respectivo Aviso de Oferta.

En el evento en que la regulación del mercado público de valores prevea mecanismos que permitan la construcción de libros de ofertas, la Junta Directiva podrá acudir a dichos mecanismos. Los apartes particulares de la construcción del libro de ofertas se determinarán en la forma prevista en la regulación, y en todo caso se publicarán en el Aviso de Oferta correspondiente o en las actualizaciones del Prospecto de Colocación.

### **2.3.3 Número mínimo de acciones a suscribir**

El número mínimo de Acciones Ordinarias que podrán suscribir los Inversionistas del Público en General de la Tercera Ronda, corresponde al Monto Mínimo, este es, el equivalente en Acciones a cinco mil (5.000) Acciones.

### **2.3.4 Número máximo de acciones a suscribir**

El número máximo que podrá suscribir cada uno de los inversionistas del Público en General en la Tercera Ronda estará determinado por las siguientes reglas:

- (i) Ninguna persona natural podrá adquirir Acciones por valor superior a cinco mil (5.000) salarios mínimos legales mensuales vigentes (SMLV), sumadas las Acciones adquiridas en cada una de las Rondas. Los destinatarios diferentes a personas naturales sólo podrán invertir hasta por un monto igual al límite máximo autorizado para esta clase de inversiones, establecido en las normas legales que le sean aplicables, así como las previstas en las normas estatutarias que regulan la actividad de tales entidades.
- (ii) Los fondos de pensiones y cesantías, los fondos mutuos de inversión y los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol podrán invertir siempre y cuando se ajusten a lo que se determine en los lineamientos de inversión establecidos para cada una de dichas entidades por la Superintendencia Financiera de Colombia. En todo caso, colectivamente los fondos de pensiones, los fondos de cesantías, los fondos mutuos de inversión y los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol no podrán adquirir en conjunto y sumando las Acciones adquiridas en todas las Rondas más del quince por ciento (15%) de las Acciones en circulación de Ecopetrol.
- (iii) Cualquier Aceptación por un monto superior al previsto en los numerales anteriores, se entenderá presentada, en cada caso, por la cantidad máxima allí indicada.
- (iv) Cada Aceptante, por el solo hecho de presentar una Aceptación, reconocerá que el número de Acciones que se podrán adjudicar puede, pero no necesariamente será, inferior al número de acciones demandadas. Si ello ocurre, el Aceptante acepta que no tendrá derecho de reclamación alguna contra Ecopetrol por tal concepto.
- (v) Los Aceptantes deberán también acompañar a su respectiva Aceptación los documentos que exija la respectiva Sociedad Comisionista de Bolsa.
- (vi) Para todos los efectos de las Ofertas durante la Tercera Ronda, se entenderá que el Aceptante por el hecho de presentar una Aceptación, declara conocer y aceptar todas y cada una de las condiciones de la Oferta correspondiente establecidas en el Reglamento, en el respectivo Aviso de Oferta y en este Prospecto de Información, incluyendo las manifestaciones de voluntad que se indican en el Reglamento.

### **2.3.5 Destinatarios de la oferta**

Serán destinatarios de la Tercera Ronda, quienes componen el Público en General.

## **2.4 CONDICIONES DE LA OFERTA Y DE LA COLOCACIÓN PARA CADA UNA DE LAS RONDAS**

---

### **2.4.1 CONDICIONES DE LA OFERTA Y DE LA COLOCACIÓN PARA LA PRIMERA RONDA**

#### ***2.4.1.1 Plazo de suscripción y vigencia de la oferta***

Para efectos de adelantar la Primera Ronda, se realizará una primera oferta pública de Acciones en condiciones de amplia publicidad y libre concurrencia a los Destinatarios Preferenciales, por un término de mínimo de quince (15) días hábiles contados a partir del día hábil siguiente a la publicación del Aviso de Oferta. El plazo de vigencia de esta primera oferta pública será determinado en el Aviso de Oferta.

Cualquier modificación de las Ofertas será realizada mediante Adendo y será informada a los Destinatarios Especiales de la oferta mediante la publicación en un diario de amplia circulación nacional.

De conformidad con el Artículo 857 del Código de Comercio y las normas comerciales aplicables, las Ofertas podrán ser revocadas por justa causa antes del vencimiento de las mismas, comunicando dicha revocación de la misma forma en que se haya comunicado la Oferta. No obstante lo anterior, la revocación de la Oferta no producirá efectos a las personas que hayan cumplido las condiciones de la correspondiente Oferta.

#### **2.4.1.2 Medios para formular la oferta**

La Oferta se formulada mediante publicaciones de Avisos de Oferta Pública a través de un diario de amplia circulación nacional.

Igualmente, cualquier información referente a la oferta que Ecopetrol considere que deban conocer los destinatarios de la oferta, se dará a conocer al menos a través de un diario de amplia circulación nacional.

Para todos los efectos del presente Prospecto, se entienden como diarios de amplia circulación nacional: La República, El Tiempo, El Colombiano, Portafolio o El Heraldo.

#### **2.4.1.3 Forma de pago de las Acciones Ordinarias**

Las Acciones Ordinarias en la Primera Ronda se pagarán en moneda legal colombiana, independientemente de que el pago del precio de las Acciones sea de contado o por cuotas, de conformidad con las siguientes condiciones:

- (i) **Suscripciones con Pago del Precio de Contado:** Para efectos de las suscripciones con Pago del Precio de Contado se aplicarán las siguientes condiciones:

En las suscripciones con Pago del Precio de Contado, el Aceptante pagará al momento de entrega del Formulario de Aceptación, una cuota equivalente al quince por ciento (15%) del monto solicitado como inversión a título de Cuota Inicial, suma que será entregada por el Aceptante a la Entidad Colocadora, y la cual se abonará al pago del precio de las Acciones adjudicadas sin que necesariamente el monto de Acciones adjudicadas sea igual al monto de Acciones solicitadas, por efecto de los mecanismos de adjudicación previstos en el numeral 5.16 del Reglamento de Emisión y Colocación y en el numeral 2.4.1.15 del presente Prospecto.

El saldo deberá ser cancelado dentro de los quince (15) días calendario siguientes al día hábil siguiente a la Fecha de Adjudicación de la Primera Ronda mediante depósito realizado en la Entidad Colocadora receptora de la Aceptación. En cualquier caso este plazo podrá ser mayor y será informado al Adjudicatario en la Comunicación de Adjudicación.

Aquellos Inversionistas que paguen el precio de contado tendrán derecho a un descuento liquidado sobre el ciento por ciento de las Acciones. El descuento será igual a:

- (a) Tratándose de Destinatarios Preferenciales que sean ciudadanos colombianos (personas naturales), el cinco por ciento (5%);  
(b) Para los demás Destinatarios Preferenciales, el dos por ciento (2%).

Este descuento sólo se reconocerá a aquellos suscriptores que desde la Aceptación hayan seleccionado la forma de pago de contado y paguen el saldo correspondiente dentro del plazo establecido en la Comunicación de Adjudicación. El incumplimiento en el pago por cualquier Aceptante que haya seleccionado la Modalidad de Pago de Contado le hará perder el derecho al descuento aquí planteado, sin perjuicio de las sanciones correspondientes.

Cuando el valor pagado como Cuota Inicial sea superior al valor que debía constituir la Cuota Inicial según las Acciones Ordinarias Adjudicadas, el excedente se imputará al saldo del precio. La Comunicación de Adjudicación incluirá las condiciones en que se deberá realizar el pago.

Cuando el valor pagado como Cuota Inicial sea superior al valor de la totalidad de las Acciones Ordinarias Adjudicadas al respectivo Aceptante, el excedente se devolverá con posterioridad a la Fecha de Adjudicación. No habrá lugar al reconocimiento de intereses ni rendimiento alguno. La respectiva Comunicación de Adjudicación indicará las condiciones para dicha devolución.

- (ii) **Suscripciones con Pago del Precio por Cuotas:** Para efectos de las suscripciones con Pago del Precio por Cuotas, se aplicarán las siguientes condiciones:

Bajo la modalidad de suscripciones con Pago del Precio por Cuotas, el Aceptante podrá adquirir como máximo el equivalente en Acciones a cincuenta veces el Monto Mínimo. Cada Aceptante podrá, no obstante, adquirir un número superior de Acciones bajo la Modalidad de Pago de Contado.

En consecuencia, las Aceptaciones presentadas por cualquier Suscriptor a Plazos quedarán sujetas a las siguientes reglas:

- a. Cada Aceptante podrá presentar Aceptaciones en las que la modalidad de pago elegida sea la de Pago del Precio por Cuotas que, en conjunto no superen un monto equivalente a cincuenta veces el Monto Mínimo. En el evento en que cualquier Aceptante solicite un número de Acciones superior con la modalidad de Pago del Precio por Cuotas, sólo se tomarán en cuenta los Formularios de Aceptación presentados hasta concurrencia del monto antes mencionado.

- b. Las Aceptaciones presentadas por un mismo Aceptante en las que se prevea como modalidad de Pago del Precio por Cuotas, y que en conjunto excedan el monto señalado en el literal (a) anterior, serán rechazadas.
- c. En el evento en que un mismo Inversionista presente más de un Formulario de Aceptación señalando la modalidad de Pago del Precio por Cuotas, sus respectivas Aceptaciones se acumularán hasta llegar al monto señalado en el literal a anterior. El o los Formularios de Aceptación restantes que establezcan Pago del Precio por Cuotas, sin importar el número de Acciones previsto en ellos, serán rechazados.
- d. No obstante, cada Aceptante podrá presentar Aceptaciones por Acciones que excedan el monto previsto en los literales anteriores, siempre y cuando prevean la modalidad de Suscripciones con Pago del Precio de Contado.

En las Suscripciones con Pago del Precio por Cuotas, el Aceptante pagará al momento de entrega del Formulario de Aceptación una cuota equivalente al quince por ciento (15%) del monto solicitado como inversión a título de Cuota Inicial, suma que será entregada por el Aceptante a la Entidad Colocadora y se abonará al pago del precio de las Acciones Ordinarias adjudicadas, sin que necesariamente el monto de las Acciones adjudicadas sea igual al monto solicitado como inversión, por efecto de los mecanismos de adjudicación establecidos en el numeral 5.16 del Reglamento y en el numeral 2.4.1.15 de este Prospecto.

El saldo restante deberá ser cancelado mediante depósito realizado en la Entidad Colocadora receptora de la Aceptación en doce (12) cuotas mensuales iguales y consecutivas, pagaderas mes vencido, en las fechas y condiciones que se establezcan en la Comunicación de Adjudicación. Los Adjudicatarios deberán cancelar la totalidad de cada una de las cuotas previstas en la Comunicación de Adjudicación, sin que haya lugar al cobro de intereses sobre las mismas. No se aceptarán pagos parciales de cuotas.

Los Aceptantes podrán realizar prepagos anticipados por el valor total de cualquiera de las cuotas pendientes de pago. En estos casos no habrá lugar a la reliquidación de las cuotas pendientes de pago. Así mismo los prepagos totales estarán permitidos.

Cuando el valor pagado como Cuota Inicial sea superior al valor que debía constituir la Cuota Inicial según las Acciones Ordinarias Adjudicadas, el excedente se imputará al saldo del precio, sobre el cual se calcularán las cuotas a pagar. La Comunicación de Adjudicación incluirá las condiciones en que se realizó dicha imputación y el monto de las cuotas pendientes de pago.

Cuando el valor pagado como Cuota Inicial sea superior al valor de la totalidad de las Acciones Ordinarias adjudicadas al respectivo Aceptante, el excedente se devolverá con posterioridad a la Fecha de Adjudicación. La respectiva Comunicación de Adjudicación indicará las condiciones para dicha devolución.

#### **2.4.1.4 Mecanismo de Distribución de las Acciones Ordinarias**

La colocación de las Acciones Ordinarias en la Primera Ronda se realizará a través de una Red de Distribución y una Red de Colocadores, cada una de las cuales estará conformada de la siguiente manera:

- (i) **Red de Distribución:** Esta red estará conformada por las entidades financieras que aparezcan en cada uno de los Avisos de Oferta de cada Ronda. Adicionalmente, Ecopetrol podrá colocar Acciones a través de Colocadores no Financieros en la Primera Ronda, los cuales serán igualmente informados e identificados en el Aviso de Oferta correspondiente. Cada uno de los integrantes de la Red de Distribución designará las oficinas y establecimientos de comercio en los cuales se adelantará la labor de colocación de las Acciones Ordinarias durante la Primera Ronda, los cuales serán informados a través de la línea en Bogotá: 4446677 y a nivel nacional 018000914329 y a través de la página de Ecopetrol [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co).
- (ii) **Red de Colocadores:** Esta red estará conformada por todas las Sociedades Comisionistas de Bolsa vinculadas a la BVC que manifiesten interés en participar en el Programa, las cuales se identificarán en el correspondiente Aviso de Oferta.

En las Redes de Distribución y de Colocadores designadas para la Primera Ronda del Programa, se pondrán a disposición de los Inversionistas, los Formularios de Aceptación y los demás documentos de las Ofertas. Adicionalmente a través de las Redes de Distribución y de Colocadores se recibirán los Formularios de Aceptación debidamente diligenciados así como la Cuota Inicial correspondiente.

Sin perjuicio de lo anterior, se podrán establecer canales adicionales de distribución para las ofertas y colocación de las Acciones en la Primera Ronda, los cuales serán informados en el Aviso de Oferta.

#### **2.4.1.5 Aplicación de los pagos y liberación de las Acciones pagadas en la modalidad de pago de Acciones por cuotas**

Las sumas pagadas por los Suscriptores a Plazos a título de Cuota Inicial y posteriormente las de las cuotas periódicas, se aplicarán al pago de las Acciones adjudicadas de la siguiente manera:

- (i) En primer lugar, las sumas pagadas se imputarán, para cada Acción adjudicada, al pago de su valor nominal;
- (ii) Una vez se haya cancelado el valor nominal de todas las Acciones adjudicadas, Ecopetrol mantendrá a título de depósito en garantía de las cuotas adeudadas una suma equivalente al 15% del saldo insoluto, que corresponde a la sanción establecida en el Artículo 397 del Código de Comercio. Esta suma sólo se liberará y aplicará al pago del precio insoluto de las Acciones cuando el respectivo suscriptor haya cancelado la última cuota debida.
- (iii) La suma restante una vez realizadas las deducciones anteriormente mencionadas (la "Suma Restante"), se aplicará al pago del valor debido de las Acciones adjudicadas.

A partir del pago de la segunda cuota, se liberarán y se considerarán como Acciones totalmente pagadas y libremente negociables el número entero de Acciones que resulte de dividir (a) la Suma Restante por (b) el precio de suscripción de las mismas *menos* su valor nominal.

#### **2.4.1.6 Reglas para presentar Aceptaciones**

Con el fin de promover la efectiva democratización de la propiedad accionaria de Ecopetrol e impedir que se presenten conductas que atenten contra la finalidad prevista en el Artículo 60 de la Constitución Política, y con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en la Ley 1118 de 2006, las Aceptaciones que presenten los Destinatarios Preferenciales, estarán sujetas a las siguientes reglas:

- (i) Ninguna persona natural podrá adquirir Acciones por valor superior a cinco mil (5.000) salarios mínimos legales mensuales vigentes (SMLMV) sumadas las Acciones adquiridas en cada una de las Rondas. Los Destinatarios Preferenciales diferentes a personas naturales sólo podrán invertir hasta por un monto igual al límite máximo autorizado para esta clase de inversiones, establecido en las normas legales que le sean aplicables, así como las previstas en las normas estatutarias que regulan la actividad de tales entidades.
- (ii) Sumadas las Acciones adquiridas en la Primera y Segunda Ronda, los destinatarios de dichas Rondas que sean personas jurídicas no podrán adquirir individualmente más del 3% del total de las acciones en circulación de Ecopetrol. Se exceptúan de lo anterior los fondos de pensiones y cesantías, los fondos mutuos de inversión y los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol.
- (iii) Los fondos de pensiones y cesantías, los fondos mutuos de inversión y los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol podrán invertir más del porcentaje indicado en el numeral (ii) del presente numeral siempre y cuando se ajusten a lo que se determine en los lineamientos de inversión establecidos para cada una de dichas entidades por la Superintendencia Financiera de Colombia. En todo caso, colectivamente los fondos de pensiones, los fondos de cesantías, los fondos mutuos de inversión y los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol no podrán adquirir en conjunto y sumando las Acciones adquiridas en todas las Rondas más del quince por ciento (15%) de las Acciones en circulación de Ecopetrol.
- (iv) Cualquier Aceptación por un monto superior al previsto en los numerales (i) y (ii) anteriores se entenderá presentada, en cada caso, por la cantidad máxima allí indicada.
- (v) Cada Aceptante, por el solo hecho de presentar una Aceptación, reconocerá que el número de Acciones que se podrán adjudicar puede, pero no necesariamente será, inferior al número de acciones demandadas. Si ello ocurre, el Aceptante acepta que no tendrá derecho de reclamación alguna contra Ecopetrol por tal concepto.
- (vi) Quienes escojan el Pago del Precio por Cuotas aceptarán que no podrán realizar prepagos parciales de cuotas enteras. En casos de prepagos aceptan igualmente que no habrá lugar a la reliquidación de las cuotas pendientes de pago. Los prepagos totales estarán permitidos.
- (vii) Los Aceptantes deberán también acompañar a su respectiva Aceptación los documentos descritos en los numerales 2.4.1.7.1 y 2.4.1.7.2 del presente Prospecto.
- (viii) Para todos los efectos de las Ofertas, se entenderá que el Aceptante por el hecho de presentar una Aceptación, declara conocer y aceptar todas y cada una de las condiciones de la Oferta correspondiente establecidas en el Reglamento, en el respectivo Aviso de Oferta y en el presente Prospecto de Información, incluyendo las manifestaciones de voluntad que se indican en el Reglamento.

#### **2.4.1.7 Presentación de Aceptaciones**

##### **2.4.1.7.1 Personas Naturales:**

Las personas naturales deberán presentar en el momento de la Aceptación de las Ofertas de la Primera Ronda, los siguientes documentos según corresponda:

- (i) Original y copia, debidamente firmados por el Aceptante, por su apoderado o por su representante legal, del Formulario de Aceptación – Primera Ronda. Este constituye, entre otras, una manifestación de que el Aceptante acepta en su totalidad las condiciones de la Oferta establecida en el Aviso de Oferta correspondiente y en el Reglamento de Emisión y Colocación. La condición de representante legal debe acreditarse junto con la Aceptación. El Formulario de Aceptación deberá tener el timbre o sello de caja de la Entidad Colocadora en el que conste la fecha en que se recibió el Formulario;
- (ii) Dos (2) copias simples del documento de identificación vigente del firmante de la Aceptación; y del Aceptante, de ser una persona diferente.
- (iii) Original del poder otorgado diligenciado en el formato contenido como anexo del Prospecto de Información, en el evento en que la Aceptación sea presentada mediante apoderado;
- (iv) Tratándose de Aceptaciones presentadas por menores de edad, una copia del registro civil de nacimiento en la que conste la autoridad de su representante legal.

##### **2.4.1.7.2 Destinatarios distintos a Personas Naturales:**

Los Destinatarios Preferenciales de la Primera Ronda distintos a personas naturales deberán presentar en el momento de la Aceptación de la Oferta, los siguientes documentos, según corresponda:

- (i) Original y copia, debidamente firmados por el Representante Legal del Aceptante o por su apoderado, del Formulario de Aceptación – Primera Ronda. Este constituye, entre otras, una manifestación de que el Aceptante aprueba en su totalidad las condiciones de la Oferta establecidas en el Aviso de Oferta correspondiente y en el Reglamento de Emisión y Colocación. El Formulario de Aceptación deberá tener el timbre o sello de caja de la Entidad Colocadora en el que conste la fecha en que se recibió el Formulario.
- (ii) Certificado de existencia y representación legal o documento que haga sus veces bajo la legislación aplicable, cuya fecha

- de expedición no podrá ser anterior a treinta (30) días calendario a la presentación de la Aceptación.
- (iii) Copia del RUT de la persona jurídica, fondo o patrimonio autónomo.
  - (iv) Copia de la Cédula de Ciudadanía o documento de identificación de quien presente la Aceptación en representación del respectivo destinatario.
  - (v) Original del poder otorgado, diligenciado en el formato contenido como anexo del Prospecto de Información, en el evento en que la Aceptación sea presentada mediante apoderado.
  - (vi) Certificado expedido por parte del revisor fiscal y del Representante Legal del Aceptante, en el cual se certifiquen: (a) los límites de inversión que son aplicables al Aceptante, tanto legales como estatutarios, de ser el caso, y (b) que el monto de las Acciones Ordinarias que se aceptan suscribir se encuentra dentro de los límites legales y estatutarios de inversión que le sean aplicables al Aceptante al momento de presentar la Aceptación. Si el Aceptante no está obligado legalmente a tener revisor fiscal, el certificado deberá ser expedido por el Representante Legal de quien actúe como administrador de la respectiva entidad y por un contador público titulado debidamente inscrito en Colombia.
  - (vii) Copia auténtica de la autorización conferida por el correspondiente órgano competente a su Representante Legal para aceptar la Oferta. En los casos en que ello no sea necesario según los estatutos del Aceptante, una certificación escrita en tal sentido suscrita por el Representante Legal del Aceptante.
  - (viii) En caso de requerirse, la autorización previa de la entidad gubernamental respectiva dada la naturaleza jurídica y el régimen jurídico aplicable a las actividades que desarrolla la persona jurídica.

#### **2.4.1.8 Presentación de más de Una Aceptación**

En caso de que cualquier Aceptante presente más de una Aceptación a la Oferta, las Aceptaciones se acumularán hasta llegar al monto máximo de suscripción permitido según lo establecido en la Sección 5.9 del Reglamento y en el numeral 2.1.4 del presente Prospecto y/o según se determine en el certificado previsto en el numeral 2.4.1.7.2 (vi) y/o en el numeral 2.4.1.3 (ii) del presente Prospecto. Las Aceptaciones que excedan el monto allí señalado, si cumplen con las demás condiciones establecidas en el Reglamento de Emisión y Colocación y en el presente Prospecto para la Primera Ronda, se entenderán presentadas, en cada caso, por el monto máximo de suscripción permitido.

#### **2.4.1.9 Rechazo de Aceptaciones**

Sin perjuicio de lo señalado en los numerales 2.4.1.13 y 2.4.1.14, las Aceptaciones podrán ser rechazadas cuando no cumplan con las formalidades y requisitos presentes en este Prospecto, así como cuando:

- (i) Los documentos presentados por los Destinatarios Preferenciales de la oferta de la Primera Ronda que no cumplan con las condiciones establecidas en el presente Prospecto, en el Reglamento de Emisión y Colocación y en el Aviso de Oferta correspondiente;
- (ii) La Aceptación se presente por fuera del plazo de la Oferta;
- (iii) El Aceptante no tenga la calidad de Destinatario Preferencial;
- (iv) Los campos del Formulario de Aceptación no hayan sido diligenciados en su totalidad, conforme a las instrucciones establecidas en el reverso del Formulario de Aceptación.
- (v) La información suministrada en el Formulario de Aceptación y/o sus anexos sea ilegible.
- (vi) El Formulario de Aceptación no haya sido firmado por el Aceptante o su Representante Legal.
- (vii) La información solicitada para subsanar o aclarar la Aceptación no sea suministrada oportunamente;
- (viii) Los documentos que deben ser adjuntados a la Aceptación no sean suministrados en su totalidad.
- (ix) Los documentos que deben ser adjuntados a la Aceptación y/o al Formulario de Aceptación presenten borrones, tachones y/o enmendaduras, que los hagan ilegibles.
- (x) Los datos de los documentos anexos no correspondan a los registrados en el Formulario de Aceptación, o cuando los mismos sean omitidos.
- (xi) La información o documentación suministrada contenga alguna falsedad, inexactitud, adulteración o aseveración contraria a la realidad.
- (xii) No existan fondos para cancelar la Cuota Inicial en los casos de pago con cheque o cuando la Cuota Inicial pagada sea inferior a la requerida según lo dispuesto en el numeral 2.4.1.3 En este caso, el interesado podrá solicitar la devolución del dinero pagado en los términos del numeral 2.4.1.14, una vez se termine todo el proceso de adjudicación, sin que haya lugar al reconocimiento de intereses o rendimientos de naturaleza alguna.
- (xiii) Falte el timbre y/o sello del cajero o su equivalente.
- (xiv) Falte la fecha de radicación del Formulario de Aceptación.
- (xv) Los Formularios de Aceptación que excedan cincuenta (50) veces el Monto Mínimo, equivalentes en Acciones Ordinarias, siempre y cuando en ellos la modalidad de pago seleccionada sea el Pago del Precio por Cuotas, de acuerdo con lo estipulado en el numeral 2.4.1.3 (ii).
- (xvi) En el evento en que se utilicen Formularios de Aceptación electrónicos, estos serán rechazados cuando se diligencien a través de cualquier medio distinto al establecido en la página web diseñada para el efecto.

#### **2.4.1.10 Deficiencias en la presentación de la información**

En el evento de determinarse que los documentos de la Aceptación (Formulario de Aceptación y sus anexos) presentados por alguno de los Aceptantes no se ajustan a los requisitos establecidos en el Reglamento de Emisión y Colocación, en el presente Prospecto y en el respectivo Aviso de Oferta, la Central de Procesos notificará a la Entidad Colocadora con el fin de que se le otorgue un plazo de hasta tres (3) días hábiles contados desde la notificación al respectivo Aceptante para que subsane las deficiencias encontradas, salvo que se trate de un error o deficiencia no subsanable. Los Aceptantes podrán también hacer aclaraciones y complementaciones de manera telefónica, de lo cual quedará constancia escrita. Si dentro de ese plazo no los subsana a satisfacción, la Aceptación no será considerada como una Aceptación Válida y el Aceptante no tendrá derecho a que

se le adjudiquen Acciones, pero podrá solicitar la devolución del dinero pagado, en los términos del numeral 2.4.1.14, una vez se termine todo el proceso de adjudicación, sin que haya lugar al reconocimiento de intereses o rendimientos de naturaleza alguna. La Comunicación al Aceptante sobre el hecho de haberse encontrado un error o deficiencia no subsanable en el Formulario de Aceptación y los documentos de Aceptación anexos, se realizará mediante carta enviada a la dirección del Aceptante, o en su defecto vía fax o de manera telefónica de lo cual quedará constancia escrita.

#### **2.4.1.11 Suministro de información adicional**

La Central de Procesos dentro del plazo para estudiar las correspondientes Aceptaciones, podrá solicitar cualquier tipo de información que estime conveniente para verificar el cumplimiento de los requisitos y condiciones exigidos en el Reglamento, el presente Prospecto y en el respectivo Aviso de Oferta. El Aceptante por el solo hecho de presentar la Aceptación, se compromete a suministrar la información que le sea requerida por los medios arriba señalados dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la fecha en que el Aceptante reciba la correspondiente solicitud. En los casos en que sea posible, los Aceptantes podrán hacer aclaraciones y suministrar información adicional de manera telefónica. En el caso en que el Aceptante no suministre la información dentro del plazo a que se refiere el presente numeral, la Aceptación no será considerada como una Aceptación Válida.

#### **2.4.1.12 Confidencialidad**

A pesar de que la naturaleza de la información que se solicita para la presentación de las Aceptaciones no tiene la vocación de constituir información que pueda ampararse en la reserva o el secreto protegidos por la ley, los Destinatarios Preferenciales serán responsables de informar lo contrario en el caso de que alguna de la información o documentación por ellos presentada tuviera el carácter de información confidencial, privada o que configure secreto industrial de acuerdo con la ley colombiana, debiendo indicar tal calidad y señalando las normas legales que le sirven de sustento.

#### **2.4.1.13 Errores o deficiencias no subsanables**

Los siguientes errores o deficiencias no serán subsanables y, en consecuencia, darán lugar a que las respectivas Aceptaciones no sean consideradas como Aceptaciones Válidas:

- (i) Que el Aceptante no tenga la calidad para ser considerado como Destinatario Preferencial;
- (ii) Que la información solicitada no sea presentada oportunamente;
- (iii) La ausencia de cualquiera de los documentos que se deben anexar a la Aceptación;
- (iv) La ausencia de firma en el Formulario de Aceptación;
- (v) El haber dejado en blanco el espacio para la dirección o el teléfono o el monto total demandado a suscribir de Acciones Ordinarias en el Formulario de Aceptación, sin perjuicio de las reglas que se establezcan al reverso del Formulario de Aceptación;
- (vi) El haber dejado en blanco el espacio de número de identificación y no haber anexado la copia del documento de identificación.
- (vii) El haber suministrado información o documentación que contenga alguna falsedad, inexactitud, adulteración o aseveración contraria a la realidad; y
- (viii) El no pago de la Cuota Inicial establecida en el numeral 2.4.1.3
- (ix) En el evento en que se utilicen Formularios de Aceptación electrónicos, estos serán rechazados cuando se diligencien a través de cualquier medio distinto al establecido en la página web diseñada para el efecto

#### **2.4.1.14 Devolución de la Cuota Inicial**

Cuando se determine que una Aceptación no es Válida, el respectivo Aceptante podrá pedir la devolución de la Cuota Inicial pagada con sujeción a las siguientes reglas:

- (i) La solicitud deberá ser presentada con posterioridad a la Fecha de Adjudicación de la Primera Ronda;
- (ii) La solicitud deberá ser tramitada ante la Entidad Colocadora ante la cual se presentó la respectiva Aceptación.

En los casos de devolución de la Cuota Inicial por cualquier razón no habrá lugar al reconocimiento de intereses o rendimientos de naturaleza alguna.

#### **2.4.1.15 Procedimiento para la adjudicación de las Acciones Ordinarias**

La Adjudicación de las Acciones Ordinarias en la Primera Ronda se hará de conformidad con las siguientes reglas:

##### **2.4.1.15.1 Adjudicación**

Una vez recibida las Aceptaciones Válidas de parte de la entidad que haga las veces de Central de Procesos se procederá de la siguiente manera:

- (i) En primer lugar se adjudicará el número de Acciones demandadas a aquellos Aceptantes que demanden en uno o varios Formularios de Aceptación un número máximo de Acciones que corresponda a una inversión igual o menor a cincuenta veces el Monto Mínimo. En el evento en que no sea posible adjudicar a todos los Aceptantes anteriormente señalados, a cada uno de ellos se les adjudicarán acciones en montos iguales equivalentes al Monto Mínimo hasta adjudicar la totalidad de las acciones disponibles, sin que se pueda adjudicar a Aceptante alguno un monto de acciones superior al que ha demandado. Sólo para efectos de las aproximaciones y redondeos necesarios para

- adjudicar un número entero de acciones, se dará aplicación al procedimiento señalado en el subnumeral (iv) de este numeral.
- (ii) En segundo lugar se adjudicará un número máximo de Acciones que corresponda a una inversión igual a cincuenta veces el Monto Mínimo a aquellos Aceptantes que demanden en uno o varios Formularios de Aceptación un número de Acciones que corresponda a una inversión que exceda de cincuenta veces el Monto Mínimo. En el evento en que no sea posible adjudicar a todos los Aceptantes anteriormente señalados, las Acciones se adjudicarán en montos iguales equivalentes al Monto Mínimo hasta adjudicar la totalidad de las acciones por adjudicar, sin que se pueda adjudicar a Aceptante alguno un monto de acciones superior al que ha demandado. Sólo para efectos de las aproximaciones y redondeos necesarios para adjudicar un número entero de acciones, se dará aplicación al procedimiento señalado en el subnumeral (iv) de este numeral.
  - (iii) Las Acciones ofrecidas no adjudicadas conforme a los numerales anteriores se adjudicarán a prorrata a aquellos Aceptantes que hayan formulado Aceptaciones en exceso de cincuenta veces el Monto Mínimo.
  - (iv) Si el número de Acciones Ordinarias a ser adjudicadas de acuerdo con las reglas señaladas en los numerales (i) al (iii) de este numeral 2.4.1.15.1 fuere superior a las disponibles para ser adjudicadas, se restará una Acción a cada uno de los Adjudicatarios, comenzando por aquel a quien se le haya adjudicado o haya demandado el mayor número de Acciones Ordinarias y siguiendo en orden descendente hasta que el número de Acciones Ordinarias adjudicadas coincida con el de las ofrecidas. Si el número de Acciones Ordinarias obtenidas con la aproximación fuere inferior a las ofrecidas, se sumará una acción a cada uno de los Adjudicatarios, comenzando con aquel a quien se le haya adjudicado el menor número de Acciones Ordinarias y siguiendo en orden ascendente hasta que el número de Acciones Ordinarias adjudicadas coincida con las ofrecidas.

#### **2.4.1.15.2 Otras Reglas Aplicables**

- (i) Los fondos de pensiones, fondos de cesantías, fondos mutuos de inversión y los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol no podrán tener en conjunto más del quince por ciento (15%) de las acciones en circulación de Ecopetrol. En consecuencia, en el evento en que a tales personas, en conjunto, les corresponda un número de Acciones superior al 15% de las acciones en circulación de Ecopetrol, el número de acciones a adjudicar a cada uno de ellos será ajustado proporcionalmente de manera tal que no se exceda el límite aquí indicado. Las Acciones demandadas por los fondos de pensiones, fondos de cesantías, fondos mutuos de inversión y los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol serán adjudicadas entonces a prorrata sin que se exceda el límite del 15% aquí establecido.
- (ii) Los Aceptantes admiten de manera expresa, la reducción de la cantidad de Acciones Ordinarias demandadas, mediante la suscripción del Formulario de Aceptación.
- (iii) Para todos los efectos debe entenderse como Acciones Ordinarias demandadas, aquellas que correspondan a Aceptaciones Válidas y cuya cantidad se ajuste a los límites establecidos.
- (iv) Deceval registrará a los Adjudicatarios como Accionistas dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la Fecha de Adjudicación y expedirá los certificados correspondientes.

#### **2.4.1.16 Perfeccionamiento de la suscripción de las Acciones Ordinarias**

El perfeccionamiento de la suscripción se realizará una vez Adjudicadas las Acciones Ordinarias, caso en el cual se ordenará a Deceval el registro en el libro de accionistas de Ecopetrol, cumpliendo en todo caso con las formalidades legales a que haya lugar.

#### **2.4.1.17 Comunicación de la Adjudicación**

La Adjudicación, será adelantada por la BVC y será comunicada por Ecopetrol a cada uno de los Adjudicatarios mediante el mecanismo que se señale en el respectivo Prospecto o Aviso de Oferta dentro de los (30) días siguientes a la Fecha de Adjudicación. El término antes mencionado podrá ser mayor, según las necesidades del Programa. Adicionalmente la Adjudicación será dada a conocer al público, a través de la página web de Ecopetrol ([www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)) y de las líneas de call center 4446677 (en Bogotá) y 018000914329 (a nivel nacional) dentro de los tres (3) días hábiles siguientes de la Fecha de Adjudicación.

Esta comunicación será enviada por la Fiduciaria a cada suscriptor con la siguiente información:

- (i) El número de Acciones Ordinarias que le fueron adjudicadas,
- (ii) La modalidad y fechas de pago de las diferentes cuotas; y
- (iii) El valor y las demás condiciones de las cuotas a pagar.

A los Aceptantes a los que no se les adjudiquen Acciones por rechazo de la totalidad de Aceptaciones presentados por éstos o cualquier otra causa se les informará tal circunstancia a través de comunicación enviada por la Fiduciaria.

La no recepción por parte de los Adjudicatarios de la Comunicación de Adjudicación no obstará para que sus obligaciones de pago de las Acciones adjudicadas sean exigibles en las fechas establecidas para el efecto. La fecha de vencimiento de las obligaciones de pago de cada Adjudicatario será también informada a través de las líneas de call center 4446677 (en Bogotá) y 018000914329 (a nivel nacional), así como la página Web de Ecopetrol.

#### **2.4.1.18 Procedimientos para la ejecución de morosos en el pago de las acciones**

Los Adjudicatarios, aceptan expresamente y se sujetan a las siguientes condiciones:

**Suspensión de Derechos:** De acuerdo con lo establecido en el Artículo 397 del Código de Comercio, en caso de mora en el pago de cualquiera de las sumas debidas por un suscriptor a Ecopetrol por concepto de la suscripción de las Acciones, a éste le serán suspendidos los derechos políticos y económicos inherentes a las Acciones que no hayan sido aún pagadas en su totalidad.

**Mora:** Para los efectos de este Prospecto, se entenderá que un Aceptante ha incurrido en mora cuando se encuentre incurso en un Evento de Ejecución.

**Arbitrios de Ecopetrol:** En caso de que un suscriptor incurra en un Evento de Ejecución, se dará aplicación a lo establecido en el Artículo 397 del Código de Comercio y Ecopetrol procederá a imputar las sumas recibidas a la liberación del número de acciones que corresponda a las cuotas pagadas, tomando como valor de las mismas el precio al cual fueron colocadas, previa deducción de un quince por ciento (15%) calculado sobre el saldo insoluto a título de indemnización de perjuicios, los cuales se presumirán causados. Así mismo, Ecopetrol suspenderá la recepción de pagos al suscriptor que haya incurrido en Evento de Ejecución.

Las acciones no liberadas y retiradas al suscriptor moroso, serán colocadas por Ecopetrol en el mercado a la mayor brevedad posible, de conformidad con lo establecido en el artículo 397 del Código de Comercio.

Para efectos de la aplicación del mecanismo establecido anteriormente, Ecopetrol podrá tomar todas las medidas necesarias para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 397 del Código de Comercio, sin que para estos propósitos sea necesario el consentimiento o aceptación del suscriptor, pues se entiende que tal procedimiento ha sido aceptado por el suscriptor al aceptar las condiciones de la Oferta. Para los efectos previstos en este numeral, la Junta Directiva de Ecopetrol se reunirá y tomará las decisiones a las que haya lugar con el fin de disponer la colocación de las acciones retiradas a los suscriptores morosos.

**Negociabilidad de las Acciones no Pagadas en su Totalidad:** Aquellas Acciones que no hayan sido pagadas en su totalidad de acuerdo con la Sección 5.7.3 del Reglamento y en el numeral 2.4.1.5 de este Prospecto no serán libremente negociables. Las acciones que se hayan pagado en su integridad y se liberen conforme a la Sección 5.7.3 del Reglamento y en el numeral 2.4.1.5 de este Prospecto serán libremente negociables.

#### **2.4.1.19 Otros aspectos**

Para todos los efectos en los Formularios de Aceptación que se presenten seleccionando como mecanismo de pago el “Débito Automático” sin señalar la cuenta respectiva para realizar el correspondiente Débito Automático, se asumirá que ha seleccionado como mecanismo de pago el “Pago en Efectivo”.

Teniendo en cuenta que es responsabilidad exclusiva de las Entidades Colocadoras realizar la recepción de los Formularios de Aceptación y su envío oportuno a la Central de Procesos para efectos de la correspondiente Adjudicación como se describe en el numeral 2.4.1.15, Ecopetrol no asume responsabilidad alguna por cualquier demora o falla de las Entidades Colocadoras en enviar oportunamente los Formularios de Aceptación y demás información pertinente.

#### **2.4.1.20 Declaraciones**

Con la presentación de su respectiva Aceptación, cada Aceptante, o su representante en su nombre, declara que:

- (i) La información suministrada es veraz y corresponde a la realidad, puede ser verificada en cualquier medio, y que autoriza la inclusión y consulta de bases de datos que para el efecto se constituyan o existan. Igualmente, autoriza a trasladar la información que se posea de él en la Entidad Colocadora al Depositante Directo, a la Fiduciaria y al Deceval.
- (ii) Conoce y acepta los términos y condiciones establecidos en el Aviso de Oferta correspondiente, el Reglamento, en el Prospecto de Información y en la Aceptación, y se obliga a cumplir con los términos allí establecidos.
- (iii) Le fue entregado el Prospecto de Información, lo ha estudiado y acepta que es su responsabilidad hacer todas las investigaciones y averiguaciones que considere necesarias para evaluar la suscripción de las Acciones Ordinarias y, en consecuencia, ha tomado la decisión de suscribir las Acciones Ordinarias de manera autónoma y con pleno conocimiento de causa.
- (iv) Conoce y acepta que la suma que ha entregado a título de Cuota Inicial será transferida a Ecopetrol una vez se de la Adjudicación de las Acciones Ordinarias, y autoriza expresamente a la Entidad Colocadora para realizar dicha transferencia. Así mismo, reconoce que en ningún caso tendrá derecho a rendimiento alguno sobre las sumas entregadas a título de Cuota Inicial.
- (v) Conoce y acepta las condiciones de imputación de pagos descritas en el Reglamento y en el Prospecto de Información. Adicionalmente, acepta expresamente la no-negociabilidad de las Acciones no pagadas en su totalidad, el mecanismo de liberación de Acciones Ordinarias pagadas y la aplicación de las sanciones y multas allí descritas.
- (vi) Conoce y acepta que las Acciones Ordinarias son desmaterializadas, que no existirán títulos físicos y expresamente renuncia a cualquier derecho a solicitar la materialización o expedición de títulos físicos. Igualmente acepta que Deceval sea quien administre y custodie el manejo de las Acciones Ordinarias Adjudicadas y, por lo tanto acepta que Deceval realice todas las operaciones necesarias para la administración y custodia de los títulos.
- (vii) Reconoce que el número de Acciones que se podrán adjudicar puede, pero no necesariamente será, inferior al número de acciones demandadas. Si ello ocurre, el Aceptante acepta que no tendrá derecho de reclamación alguna contra la Nación o Ecopetrol por tal concepto.
- (viii) Las condiciones de rechazo de las Aceptaciones, así como los aspectos adicionales señalados en el numeral 2.4.1.19.



- (ix) Respecto de los Aceptantes que opten por la Suscripción con el Pago del Precio por Cuotas, éstos declaran que conocen y aceptan que sólo podrán realizar prepagos anticipados por el valor total de cualquiera de las cuotas pendientes de pago. Así mismo los prepagos totales estarán permitidos.
- (x) Para efectos de lo establecido en el numeral 2.4.1.18 los Aceptantes renuncian a la constitución en mora respecto del pago de las cuotas debidas.
- (xi) La fuente de los recursos destinada al pago de las Acciones es lícita.

#### **2.4.2 CONDICIONES DE LA OFERTA Y DE LA COLOCACIÓN PARA LA SEGUNDA RONDA**

##### **2.4.2.1 Plazo de suscripción y vigencia de la oferta**

Una vez concluida la Primera Ronda y cuando lo decida la Junta Directiva de Ecopetrol se realizará una primera Oferta Pública de Acciones en condiciones de amplia publicidad y libre concurrencia a los Destinatarios Preferenciales para dar inicio a la Segunda Ronda. Esta Oferta tendrá un término mínimo de quince (15) días hábiles contados a partir del día hábil siguiente a aquél en que se publique por primera vez el respectivo Aviso de Oferta en un diario de amplia circulación nacional. El término de la Oferta será determinado en el correspondiente Aviso de Oferta. El número de acciones a ofrecer será aquel que se determine conforme al numeral 2.2.1 de este Prospecto.

Las Ofertas durante la Segunda Ronda tendrán las características y se regirá por las reglas que se indican a continuación.

Cualquier modificación de las Ofertas será realizada mediante Adendo, y será informado al público mediante la publicación en un diario de amplia circulación nacional.

De conformidad con el Artículo 857 del Código de Comercio y las normas comerciales aplicables, las Ofertas podrán ser revocadas por justa causa antes del vencimiento de la misma, comunicando dicha revocación de la misma forma en que se haya comunicado la oferta. No obstante lo anterior, la revocación de la oferta no producirá efectos a las personas que hayan cumplido las condiciones de la correspondiente Oferta.

##### **2.4.2.2 Medios para formular la oferta**

La Oferta se formulada mediante publicaciones de Avisos de Oferta Pública a través de un diario de amplia circulación nacional.

Igualmente, cualquier información referente a la oferta que Ecopetrol considere que deban conocer los destinatarios de la oferta, se dará a conocer al menos a través de un diario de amplia circulación nacional.

Para todos los efectos del presente Prospecto, se entienden como diarios de amplia circulación nacional: La República, El Tiempo, El Colombiano, Portafolio o El Heraldó.

##### **2.4.2.3 Forma de pago de las Acciones Ordinarias**

Las Acciones Ordinarias se pagarán en moneda legal colombiana, independientemente de que el pago del precio de las Acciones sea de contado o por cuotas, de conformidad con las siguientes condiciones:

- (i) **Suscripciones con Pago del Precio de Contado:** Para efectos de las suscripciones con Pago del Precio de Contado se aplicarán las siguientes condiciones:

En las suscripciones con Pago del Precio de Contado, el Aceptante pagará al momento de entrega del Formulario de Aceptación, una cuota equivalente al veinte por ciento (20%) del monto solicitado como inversión a título de Cuota Inicial, suma que será entregada por el Aceptante a la Entidad Colocadora, y la cual se abonará al pago del precio de las Acciones adjudicadas sin que necesariamente el monto de Acciones adjudicadas sea igual al monto de Acciones solicitadas, por efecto de los mecanismos de adjudicación previstos en el numeral 6.14 del Reglamento y en el numeral 2.4.2.13 del presente Prospecto.

El saldo deberá ser cancelado dentro de los quince (15) días calendario siguientes al día hábil siguiente a la Fecha de Adjudicación de la Segunda Ronda mediante depósito realizado en la Entidad Colocadora receptora de la Aceptación. En cualquier caso este plazo podrá ser mayor y será informado al accionista en la Comunicación de Adjudicación.

Aquellos Inversionistas que paguen el precio de contado tendrán derecho a un descuento liquidado sobre el ciento por ciento del precio de las Acciones. El descuento será igual a:

- a. Tratándose de Destinatarios Preferenciales que sean ciudadanos colombianos (personas naturales), el dos punto cinco por ciento (2.5%);
- b. Para los demás Destinatarios Preferenciales, el cero por ciento (0%).

Este descuento sólo se reconocerá a aquellos suscriptores que desde la Aceptación hayan seleccionado la forma de pago de contado y paguen el saldo correspondiente dentro del plazo establecido en la Comunicación de Adjudicación. El incumplimiento en el pago por cualquier Aceptante que haya seleccionado la Modalidad de Pago de Contado le hará perder el derecho al descuento aquí planteado, sin perjuicio de las sanciones correspondientes.

Cuando el valor pagado como Cuota Inicial sea superior al valor que debía constituir la Cuota Inicial según las Acciones Ordinarias Adjudicadas, el excedente se imputará al saldo del precio. La Comunicación de Adjudicación incluirá las condiciones en que se realizó dicha imputación.

Cuando el valor pagado como Cuota Inicial sea superior al valor de la totalidad de las Acciones Ordinarias Adjudicadas al respectivo Aceptante, el excedente se devolverá con posterioridad a la Fecha de Adjudicación. La respectiva Comunicación de Adjudicación indicará las condiciones para dicha devolución.

**(ii) Suscripciones con Pago del Precio por Cuotas:** Para efectos de las suscripciones con Pago del Precio por Cuotas se aplicarán las siguientes condiciones:

Bajo la modalidad de Pago del Precio por Cuotas, el Aceptante podrá adquirir como máximo el equivalente en Acciones a quince (15) veces el Monto Mínimo. Cada Aceptante podrá, no obstante, adquirir un número superior de Acciones bajo la Modalidad de Pago de Contado.

En consecuencia, las Aceptaciones presentadas por cualquier Suscriptor a Plazos quedarán sujetas a las siguientes reglas:

- a. Cada Aceptante podrá presentar Aceptaciones en las que la modalidad de pago sea la de Pago del Precio por Cuotas que, en conjunto, no superen un monto equivalente a quince (15) veces el Monto Mínimo. En el evento en que cualquier Aceptante solicite un número de Acciones superior con la modalidad de Pago del Precio por Cuotas, sólo se tomarán en cuenta los Formularios de Aceptación presentados hasta concurrencia del monto antes mencionado.
- b. Las Aceptaciones presentadas por un mismo Aceptante en las que se prevea como modalidad de Pago del Precio por Cuotas, y que en su conjunto excedan el monto señalado en el literal (a) anterior, serán rechazadas.
- c. En el evento en que un mismo Inversionista presente más de un Formulario de Aceptación señalando la modalidad de Pago del Precio por Cuotas, sus respectivas Aceptaciones se acumularán hasta llegar al monto señalado en el literal (a) anterior. El o los Formularios de Aceptación restantes que establezcan Pago del Precio por Cuotas, sin importar el número de Acciones previsto en ellos, serán rechazados.
- d. No obstante, cada Aceptante podrá presentar Aceptaciones por Acciones que excedan el monto previsto en los literales anteriores, siempre y cuando prevean la modalidad de Suscripción con Pago del Precio de Contado.

En las Suscripciones con Pago del Precio por Cuotas, el Aceptante pagará al momento de entrega del Formulario de Aceptación una cuota equivalente al veinte por ciento (20%) del monto solicitado como inversión a título de Cuota Inicial, suma que será entregada por el Aceptante a la Entidad Colocadora y se abonará al pago del precio de las Acciones Ordinarias adjudicadas, sin que necesariamente el monto de las Acciones adjudicadas sea igual al monto solicitado como inversión, por efecto de los mecanismos de adjudicación establecidos en el numeral 6.14 del Reglamento y en el numeral 2.4.2.13 de este Prospecto.

El saldo restante deberá ser cancelado mediante depósito realizado en la Entidad Colocadora receptora de la Aceptación en seis (6) cuotas mensuales iguales y consecutivas, las cuales serán pagaderas mes vencido, en las fechas y condiciones que se establezcan en la Comunicación de Adjudicación. Los Adjudicatarios deberán cancelar la totalidad de cada una de las cuotas previstas en la Comunicación de Adjudicación, sin que haya lugar al cobro de intereses sobre las mismas. No se aceptarán pagos parciales de cuotas.

Los Aceptantes podrán realizar prepagos anticipados por el valor total de cualquiera de las cuotas pendientes de pago. En estos casos no habrá lugar a la reliquidación de las cuotas pendientes de pago. Así mismo los prepagos totales estarán permitidos.

Cuando el valor pagado como Cuota Inicial sea superior al valor que debía constituir la Cuota Inicial según las Acciones Ordinarias Adjudicadas, el excedente se imputará al saldo del precio, sobre el cual se calcularán las cuotas a pagar. La Comunicación de Adjudicación incluirá las condiciones en que se realizó dicha imputación y el monto de las cuotas pendientes de pago.

Cuando el valor pagado como Cuota Inicial sea superior al valor de la totalidad de las Acciones Ordinarias adjudicadas al respectivo Aceptante, el excedente se devolverá con posterioridad a la Fecha de Adjudicación. La respectiva Comunicación de Adjudicación indicará las condiciones para dicha devolución.

#### **2.4.2.4 Mecanismo de Distribución de las Acciones Ordinarias**

La colocación de las Acciones Ordinarias en la Segunda Ronda se realizará a través de una Red de Distribución y una Red de Colocadores, cada una de las cuales estará conformada de la siguiente manera:

- (i) **Red de Distribución:** Esta red estará conformada por las entidades financieras que se identifiquen en el Prospecto de Información y/o en el Aviso de Oferta. La Red de Distribución procurará la colocación de las Acciones Ordinarias a los Destinatarios Preferenciales. Las entidades financieras designarán las oficinas en las cuales se adelantará la labor de colocación de las Acciones Ordinarias durante la Segunda Ronda, las cuales serán informadas a través de la línea en Bogotá: 4446677 y a nivel nacional 018000914329 y a través de la página de Ecopetrol [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co).
- (ii) **Red de Colocadores:** Esta red estará conformada por todas las Sociedades Comisionistas de Bolsa vinculadas a la BVC que manifiesten interés en participar en el Programa, las cuales se identificarán en el Prospecto de Información y/o en el Aviso de Oferta correspondiente.

En las Redes de Distribución y de Colocadores designadas para la Segunda Ronda del Programa, se pondrán a disposición de los Inversionistas, los Formularios de Aceptación y los demás documentos de las Ofertas. Adicionalmente a través de las Redes

de Distribución y de Colocadores se recibirán los Formularios de Aceptación debidamente diligenciados así como la Cuota Inicial correspondiente.

Sin perjuicio de lo anterior, se podrán establecer canales adicionales de distribución para las Ofertas y colocación de las Acciones en la Segunda Ronda, los cuales serán informados mediante el Prospecto y el Aviso de Oferta correspondientes.

#### **2.4.2.5 Aplicación de los pagos y liberación de las Acciones pagadas en la modalidad de pago de Acciones por cuotas**

Las sumas pagadas por los Suscriptores a Plazos a título de Cuota Inicial y posteriormente las de las cuotas periódicas, se aplicarán al pago de las Acciones adjudicadas de la siguiente manera:

- (i) En primer lugar, las sumas pagadas se imputarán, para cada Acción adjudicada, al pago de su valor nominal;
- (ii) Una vez se haya cancelado el valor nominal de todas las Acciones adjudicadas, Ecopetrol mantendrá a título de depósito en garantía de las cuotas adeudadas una suma equivalente al 20% del saldo insoluto, que corresponde a la sanción establecida en el Artículo 397 del Código de Comercio. Esta suma sólo se liberará y aplicará al pago del precio insoluto de las Acciones cuando el respectivo Suscriptor haya cancelado la última cuota debida.
- (iii) La suma restante una vez realizadas las deducciones anteriormente mencionadas (la "Suma Restante"), se aplicará al pago del valor debido de las Acciones adjudicadas.

A partir del pago de la segunda cuota, se liberarán y se considerarán como Acciones totalmente pagadas y libremente negociables el número entero de Acciones que resulte de dividir (a) la Suma Restante por (b) el precio de suscripción de las mismas *menos* su valor nominal.

#### **2.4.2.6 Reglas para presentar Aceptaciones**

Con el fin de promover la efectiva democratización de la propiedad accionaria de Ecopetrol e impedir que se presenten conductas que atenten contra la finalidad prevista en el Artículo 60 de la Constitución Política, en la Segunda Ronda se dará aplicación a las reglas contenidas en la Sección 5.9 del Reglamento y numeral 2.4.1.6 de este Prospecto. Para estos efectos y el cálculo de los límites establecidos en la Sección 5.9 del Reglamento y el numeral 2.4.1.6 de este Prospecto, se tomarán en cuenta y agregarán tanto las Acciones que el Aceptante haya adquirido en la Primera Ronda como aquellos que solicite adquirir en la Segunda Ronda.

Para todos los efectos de la Oferta durante la Segunda Ronda, se entenderá que el Aceptante por el hecho de presentar una Aceptación, declara conocer y aceptar todas y cada una de las condiciones de la Oferta establecidas en el Reglamento, en el respectivo Aviso de Oferta y en este Prospecto de Información, incluyendo las manifestaciones de voluntad que se indican en el Reglamento.

#### **2.4.2.7 Presentación de Aceptaciones**

La documentación necesaria para la presentación de Aceptaciones en la Segunda Ronda será la misma prevista para la Primera Ronda, según se prevé en el numeral 2.4.1.7. Las reglas relativas a las implicaciones de presentar más de una Aceptación y las causales de rechazo de las Aceptaciones serán también las consignadas en los numerales 2.4.1.8 y 2.4.1.9. Para efectos de la Segunda Ronda las referencias hechas en el numeral 2.4.1.9 a los numerales 2.4.1.3, 2.4.1.13 y 2.4.1.14 de este Prospecto se entenderán hechas a los numerales 2.4.2.3, 2.4.2.11 y 2.4.2.12 de este Prospecto.

Para efectos del cálculo de los límites de inversión para efectos de la Segunda Ronda, se tomarán en cuenta las Acciones adjudicadas a cada Aceptante en la Primera Ronda

#### **2.4.2.8 Deficiencias en la presentación de la información**

En el evento de determinarse que los documentos de la Aceptación (Formulario de Aceptación y sus Anexos) presentados por alguno de los Aceptantes en la Segunda Ronda no se ajustan a los requisitos establecidos en el Reglamento, en este Prospecto y se dará aplicación a las reglas establecidas para la Primera Ronda en el numeral 2.4.1.10.

#### **2.4.2.9 Suministro de información adicional**

La Central de Procesos, dentro del plazo para estudiar las correspondientes Aceptaciones en la Segunda Ronda, podrá solicitar información adicional en los términos y condiciones establecidos en el numeral 2.4.1.11 de este Prospecto.

#### **2.4.2.10 Confidencialidad**

A pesar de que la naturaleza de la información que se solicita para la presentación de las Aceptaciones no tiene la vocación de constituir información que pueda ampararse en la reserva o el secreto protegidos por la ley, los Destinatarios Preferenciales serán responsables de informar lo contrario en el caso de que alguna de la información o documentación por ellos presentada tuviera el carácter de información confidencial, privada o que configure secreto industrial de acuerdo con la ley colombiana, debiendo indicar tal calidad y señalando las normas legales que le sirven de sustento.

#### **2.4.2.11 Errores o deficiencias no subsanables**

Los errores o deficiencias establecidos en el numeral 2.4.1.13 de este Prospecto no serán subsanables y, en consecuencia, darán lugar a que las respectivas Aceptaciones no sean consideradas como Aceptaciones Válidas. Para efectos de la Segunda Ronda las referencias hechas en el numeral 2.4.1.13 al numeral 2.4.1.3 de este Prospecto se entenderán hechas al numeral 2.4.2.3 de este Prospecto.

#### **2.4.2.12 Devolución de la Cuota Inicial**

Cuando se determine que una Aceptación no es Válida, el respectivo Aceptante podrá pedir la devolución de la Cuota Inicial pagada con sujeción a las siguientes reglas:

- (i) La solicitud deberá ser presentada con posterioridad a la Fecha de Adjudicación de la Segunda Ronda;
- (ii) La solicitud deberá ser tramitada ante la Entidad Colocadora ante la cual se presentó la respectiva Aceptación.
- (iii) Si el respectivo Aceptante no indicó una cuenta bancaria para débito y crédito automático, en el momento en el que se le notifique que su Aceptación no es válida se le informarán las condiciones en que se realizará la devolución de la cuota inicial.

En los casos de devolución de la Cuota Inicial por cualquier razón no habrá lugar al reconocimiento de intereses o rendimientos de naturaleza alguna.

#### **2.4.2.13 Procedimiento para la adjudicación de las Acciones Ordinarias**

La Adjudicación de las Acciones Ordinarias en la Segunda Ronda se hará de conformidad con las reglas establecidas en esta sección:

##### **2.4.2.13.1 Adjudicación**

Una vez recibida las Aceptaciones Válidas de parte de la entidad que haga las veces de Central de Procesos se procederá de la siguiente manera:

- (i) En primer lugar se adjudicará el número de Acciones demandadas a aquellos Aceptantes que demanden en uno o varios Formularios de Aceptación un número máximo de Acciones que corresponda a una inversión igual o menor a veinticinco veces el Monto Mínimo. En el evento en que no sea posible adjudicar a todos los Aceptantes anteriormente señalados, a cada uno de ellos se les adjudicarán acciones en montos iguales equivalentes al Monto Mínimo hasta adjudicar la totalidad de las acciones disponibles, sin que se pueda adjudicar a Aceptante alguno un monto de acciones superior al que ha demandado. Sólo para efectos de las aproximaciones y redondeos necesarios para adjudicar un número entero de acciones, se dará aplicación al procedimiento señalado en el subnumeral (iv) de este numeral 2.4.2.13.1.
- (ii) En segundo lugar se adjudicará un número máximo de Acciones que corresponda a una inversión igual a veinticinco veces el Monto Mínimo a aquellos Aceptantes que demanden en uno o varios Formularios de Aceptación un número de Acciones que corresponda a una inversión que exceda de veinticinco veces el Monto Mínimo. En el evento en que no sea posible adjudicar a todos los Aceptantes anteriormente señalados, las Acciones se adjudicarán en montos iguales equivalentes al Monto Mínimo hasta adjudicar la totalidad de las acciones por adjudicar, sin que se pueda adjudicar a Aceptante alguno un monto de acciones superior al que ha demandado. Sólo para efectos de las aproximaciones y redondeos necesarios para adjudicar un número entero de acciones, se dará aplicación al procedimiento señalado en el subnumeral (iv) de este numeral 2.4.13.1.
- (iii) Las Acciones ofrecidas no adjudicadas conforme a los numerales anteriores se adjudicarán a prorrata a aquellos Aceptantes que hayan formulado Aceptaciones en exceso de veinticinco veces el Monto Mínimo.

##### **2.4.2.13.2 Otras Reglas Aplicables**

- (i) Los fondos de pensiones, fondos de cesantías, fondos mutuos de inversión y los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol no podrán tener en conjunto más del quince por ciento (15%) de las acciones en circulación de Ecopetrol. En consecuencia, en el evento en que a tales personas, en conjunto, les corresponda un número de Acciones superior al 15% de las acciones en circulación de Ecopetrol, el número de acciones a adjudicar a cada uno de ellos será ajustado proporcionalmente de manera tal que no se exceda el límite aquí indicado. Las Acciones demandadas por los fondos de pensiones, fondos de cesantías, fondos mutuos de inversión y los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol serán adjudicadas entonces a prorrata sin que se exceda el límite del 15% aquí establecido.
- (ii) Los Aceptantes admiten de manera expresa, la reducción de la cantidad de Acciones Ordinarias demandadas, mediante la suscripción del Formulario de Aceptación.
- (iii) Para todos lo efectos debe entenderse como Acciones Ordinarias demandadas, aquellas que correspondan a Aceptaciones Válidas y cuya cantidad se ajuste a los límites establecidos.
- (iv) Deceval registrará a los Adjudicatarios como Accionistas dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la Fecha de Adjudicación y expedirá los certificados correspondientes.

##### **2.4.2.14 Perfeccionamiento de la suscripción de las Acciones Ordinarias**

El perfeccionamiento de la enajenación se realizará una vez Adjudicadas las Acciones Ordinarias, caso en el cual se ordenará a Deceval el registro en el libro de accionistas de Ecopetrol, cumpliendo en todo caso con las formalidades legales a que haya lugar.

#### **2.4.2.15 Comunicación de la Adjudicación**

La Adjudicación, será adelantada por la BVC y será comunicada por Ecopetrol a cada uno de los Adjudicatarios mediante el mecanismo que se señale en el respectivo Prospecto o Aviso de Oferta, dentro de los (30) días siguientes a la Fecha de Adjudicación. El término antes mencionado podrá ser mayor, según las necesidades del Programa. Adicionalmente la Adjudicación será dada a conocer al público, a través de la página web de Ecopetrol ([www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)) y de las líneas de call center 4446677 (en Bogotá) y 018000914329 (a nivel nacional) dentro de los tres (3) días hábiles siguientes de la Fecha de Adjudicación.

Esta comunicación será enviada por la Fiduciaria a cada suscriptor, con la siguiente información:

- (i) El número de Acciones Ordinarias que le fueron adjudicadas,
- (ii) La modalidad y fechas de pago de las diferentes cuotas; y
- (iii) El valor y las demás condiciones de las cuotas a pagar.

A los Aceptantes a los que no se les adjudiquen Acciones por rechazo de la totalidad de Aceptaciones presentados por éstos o cualquier otra causa se les informará tal circunstancia a través de comunicación enviada por la Fiduciaria.

La no recepción por parte de los Adjudicatarios de la Comunicación de Adjudicación no obstará para que sus obligaciones de pago de las Acciones adjudicadas sean exigibles en las fechas establecidas para el efecto. La fecha de vencimiento de las obligaciones de pago de cada Adjudicatario será también informada a través de las líneas de call center 4446677 (en Bogotá) y 018000914329 (a nivel nacional), así como la página Web de Ecopetrol.

#### **2.4.2.16 Declaraciones**

El Aceptante o representante del Aceptante declara que:

- (i) La información suministrada es veraz y corresponde a la realidad, puede ser verificada en cualquier medio, y que autoriza la inclusión y consulta de bases de datos que para el efecto se constituyan o existan. Igualmente, autoriza a trasladar la información que se posea de él en la Entidad Colocadora al Depositante Directo y a la Fiduciaria y al Deceval.
- (ii) Conoce y acepta los términos y condiciones establecidos en los correspondientes Avisos de Oferta, Reglamento, Prospecto de Información y Aceptación, y se obliga a cumplir con los términos allí establecidos.
- (iii) Le fue entregado el Prospecto de Colocación, lo ha estudiado y acepta que es su responsabilidad hacer todas las investigaciones y averiguaciones que considere necesarias para evaluar la suscripción de las Acciones Ordinarias y, en consecuencia, ha tomado la decisión de suscribir las Acciones Ordinarias de manera autónoma y con pleno conocimiento de causa.
- (iv) Conoce y acepta que la suma que ha entregado a título de Cuota Inicial será transferida a la Ecopetrol una vez se de la Adjudicación de las Acciones Ordinarias, y autoriza expresamente a la Entidad Colocadora para realizar dicha transferencia. Así mismo reconoce que en ningún caso tendrá derecho a rendimiento alguno sobre las sumas entregadas a título de Cuota Inicial.
- (v) Conoce y acepta las condiciones de imputación de pagos descritas en el Reglamento y en el Prospecto de Información. Adicionalmente, acepta expresamente la no-negociabilidad de las Acciones no pagadas en su totalidad, el mecanismo de liberación de Acciones Ordinarias pagadas y la aplicación de las sanciones allí descritas.
- (vi) Conoce y acepta que las Acciones Ordinarias son desmaterializadas, que no existirán títulos físicos y expresamente renuncia a cualquier derecho a solicitar la materialización o expedición de títulos físicos. Igualmente acepta que Deceval sea quien administre y custodie el manejo de las Acciones Ordinarias Adjudicadas y, por lo tanto acepta que Deceval realice todas las operaciones necesarias para la administración y custodia de los títulos.
- (vii) Reconoce que el número de Acciones que se podrán adjudicar puede, pero no necesariamente será, inferior al número de acciones demandadas. Si ello ocurre, el Aceptante admite que no tendrá derecho de reclamación alguna contra la Nación o Ecopetrol por tal concepto.
- (viii) Las condiciones de rechazo de las Aceptaciones, así como los aspectos adicionales señalados el numeral 2.4.1.7
- (ix) Respecto de los Aceptantes que opten por la Suscripción con el Pago del Precio por Cuotas, éstos declaran que conocen y aceptan que sólo podrán realizar prepagos anticipados por el valor total de cualquiera de las cuotas pendientes de pago. Así mismo los prepagos totales estarán permitidos.
- (x) Para efectos de lo establecido en el numeral 2.4.2.17 los Aceptantes renuncian a la constitución en mora respecto del pago de las cuotas debidas.
- (xi) La fuente de los recursos destinada al pago de las Acciones es lícita.

#### **2.4.2.17 Procedimientos para la ejecución de morosos en el pago de las acciones**

Los Adjudicatarios, aceptan expresamente y se sujetarán a las siguientes condiciones:

**Suspensión de Derechos:** De acuerdo con lo establecido en el Artículo 397 del Código de Comercio, en caso de mora en el pago de cualquiera de las sumas debidas por un suscriptor a Ecopetrol por concepto de la suscripción de las Acciones, a éste le serán suspendidos los derechos políticos y económicos inherentes a las Acciones que no hayan sido aún pagadas en su totalidad.

**Mora:** Para los efectos del Reglamento, se entenderá que un Aceptante ha incurrido en mora cuando se encuentre incurso en un Evento de Ejecución.

**Arbitrios de Ecopetrol:** En caso de que un suscriptor incurra en un Evento de Ejecución, se dará aplicación a lo establecido en el Artículo 397 del Código de Comercio y Ecopetrol procederá a imputar las sumas recibidas a la liberación del número de acciones que corresponda a las cuotas pagadas, tomando como valor de las mismas el precio al cual fueron colocadas, previa

deducción de un veinte por ciento (20%) calculado sobre el saldo insoluto a título de indemnización de perjuicios, los cuales se presumirán causados. Así mismo, Ecopetrol suspenderá la recepción de pagos al suscriptor que haya incurrido en Evento de Ejecución.

Las acciones no liberadas y retiradas al suscriptor moroso, serán colocadas por Ecopetrol en el mercado a la mayor brevedad posible, de conformidad con lo establecido en el artículo 397 del Código de Comercio.

Para efectos de la aplicación del mecanismo establecido anteriormente, Ecopetrol podrá tomar todas las medidas necesarias para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 397 del Código de Comercio, sin que para estos propósitos sea necesario el consentimiento o aceptación del suscriptor, pues se entiende que tal procedimiento ha sido aceptado por el suscriptor al aceptar las condiciones de la Oferta. Para los efectos previstos en esta sección, la Junta Directiva de Ecopetrol se reunirá y tomará las decisiones a las que haya lugar con el fin de disponer la colocación de las acciones retiradas a los suscriptores morosos.

**Negociabilidad de las Acciones no Pagadas en su Totalidad:** Aquellas Acciones que no hayan sido pagadas en su totalidad de acuerdo con el numeral 2.4.2.5 no serán libremente negociables. Las acciones que se hayan pagado en su integridad y se liberen conforme al numeral 2.4.2.5 serán libremente negociables.

## **2.4.3 CONDICIONES DE LA OFERTA Y DE LA COLOCACIÓN PARA LA TERCERA RONDA**

### **2.4.3.1 Plazo de suscripción y vigencia de la oferta**

Una vez concluida la Segunda Ronda y cuando lo decida la Junta Directiva, Ecopetrol adelantará la Tercera Ronda ofreciendo Acciones Ordinarias al Público en General en condiciones de amplia publicidad y libre concurrencia. La primera Oferta de la Tercera Ronda tendrá una vigencia mínima de quince (15) días hábiles contados a partir del día hábil siguiente a aquél en que se publique por primera vez el respectivo Aviso de Oferta en un diario de amplia circulación nacional. El término de las Ofertas será determinado en el correspondiente Aviso de Oferta.

Las Ofertas durante la Tercera Ronda tendrán las características y se regirá por las reglas generales que se indican a continuación así como aquellas específicas que determine la Junta Directiva y que se informarán oportunamente en el correspondiente Prospecto de Información y/o Aviso de Oferta. El número de acciones a ofrecer será aquel que se determine conforme al numeral 2.3.1.

Cualquier modificación de las condiciones de las Ofertas durante la Tercera Ronda será realizada mediante Adendo, y será informado al público mediante la publicación en un diario de amplia circulación nacional.

De conformidad con el Artículo 857 del Código de Comercio y las normas comerciales aplicables, las Ofertas podrán ser revocadas por justa causa antes del vencimiento de las mismas, comunicando dicha revocación de la misma forma en que se haya comunicado la oferta. No obstante lo anterior, la revocación de la oferta no producirá efectos a las personas que hayan cumplido las condiciones de la Oferta.

### **2.4.3.2 Medios para formular la oferta**

La Oferta se formulada mediante publicaciones de Avisos de Oferta Pública a través de un diario de amplia circulación nacional.

Igualmente, cualquier información referente a la oferta que Ecopetrol considere que deban conocer los destinatarios de la oferta, se dará a conocer al menos a través de un diario de amplia circulación nacional.

Para todos los efectos del presente Prospecto, se entienden como diarios de amplia circulación nacional: La República, El Tiempo, El Colombiano, Portafolio o El Heraldó.

### **2.4.3.3 Forma de pago de las Acciones Ordinarias**

Las Acciones Ordinarias se pagarán en moneda legal colombiana, y únicamente mediante pago del precio de las Acciones de contado, de conformidad con las siguientes condiciones:

- (i) Los Inversionistas del Público en General deberán pagar las Acciones en dinero (efectivo o cheque de gerencia a la fecha) y de contado. El Aceptante pagará el ciento por ciento (100%) del monto solicitado como inversión al momento de la suscripción de acciones ante la Red de Colocadores
- (ii) En el evento en que por cualquier razón un Inversionista incumpla su obligación de pago, se aplicarán los mecanismos de garantía bursátiles previstos en la regulación colombiana y en el Reglamento de la BVC.

### **2.4.3.4 Mecanismo de Distribución de las Acciones Ordinarias**

La colocación de las Acciones Ordinarias en la Tercera Ronda se realizará a través de la Red de Colocadores conformada por todas las Sociedades Comisionistas de Bolsa vinculadas a la BVC que manifiesten interés en participar en el Programa, las cuales se identificarán en el Prospecto de Información y en el Aviso de Oferta.

En la Red de Colocadores designada para la Tercera Ronda del Programa, se diligenciará la información necesaria de los potenciales Inversionistas y se recibirá el pago correspondiente.

Sin perjuicio de lo anterior, se podrán establecer canales adicionales de distribución para las ofertas y colocación de las Acciones en la Tercera Ronda, los cuales serán informados mediante el Prospecto y el Aviso de Oferta correspondiente.

Para todos los efectos derivados del Reglamento y de este Prospecto, constituirá una Aceptación la instrucción impartida por un Aceptante en la Tercera Ronda a una Sociedad Comisionista de Bolsa conforme a la cual ésta acuerda adquirir Acciones objeto de la Oferta. Tal Aceptación surtirá respecto del Aceptante los efectos previstos en el numeral 2.4.2.16 para la Segunda Ronda.

#### **2.4.3.5 Reglas para presentar Aceptaciones**

Con el fin de promover la efectiva democratización de la propiedad accionaria de Ecopetrol e impedir que se presenten conductas que atenten contra la finalidad prevista en el Artículo 60 de la Constitución Política y con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en la Ley 1118 de 2006, las Aceptaciones que presenten los destinatarios en desarrollo de la Tercera Ronda, estarán sujetas a las siguientes reglas:

- (i) Ninguna persona natural podrá adquirir Acciones por valor superior a cinco mil (5.000) salarios mínimos legales mensuales vigentes (SMLMV, sumadas las Acciones adquiridas en cada una de las Rondas. Los destinatarios diferentes a personas naturales sólo podrán invertir hasta por un monto igual al límite máximo autorizado para esta clase de inversiones, establecido en las normas legales que le sean aplicables, así como las previstas en las normas estatutarias que regulan la actividad de tales entidades.
- (ii) Los fondos de pensiones y cesantías, los fondos mutuos de inversión y los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol podrán invertir siempre y cuando se ajusten a lo que se determine en los lineamientos de inversión establecidos para cada una de dichas entidades por la Superintendencia Financiera de Colombia. En todo caso, colectivamente los fondos de pensiones, los fondos de cesantías, los fondos mutuos de inversión y los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol no podrán adquirir en conjunto y sumando las Acciones adquiridas en todas las Rondas más del quince por ciento (15%) de las Acciones en circulación de Ecopetrol.
- (iii) Cualquier Aceptación por un monto superior al previsto en los numerales anteriores, se entenderá presentada, en cada caso, por la cantidad máxima allí indicada.
- (iv) Cada Aceptante, por el solo hecho de presentar una Aceptación, reconocerá que el número de Acciones que se podrán adjudicar puede, pero no necesariamente será, inferior al número de acciones demandadas. Si ello ocurre, el Aceptante acepta que no tendrá derecho de reclamación alguna contra Ecopetrol por tal concepto.
- (v) Los Aceptantes deberán también acompañar a su respectiva Aceptación los documentos que exija la respectiva Sociedad Comisionista de Bolsa.
- (vi) Para todos los efectos de las Ofertas durante la Tercera Ronda, se entenderá que el Aceptante por el hecho de presentar una Aceptación, declara conocer y aceptar todas y cada una de las condiciones de la Oferta correspondiente establecidas en el Reglamento, en el respectivo Aviso de Oferta y en el Prospecto de Información, incluyendo las manifestaciones de voluntad que se indican en el Reglamento

#### **2.4.3.6 Presentación de más de Una Aceptación**

En caso de que cualquier Aceptante presente más de una Aceptación a la Oferta Pública, las Aceptaciones se acumularán hasta llegar al monto máximo de suscripción permitido según lo establecido en el numeral 2.3.4 de este Prospecto. Las Aceptaciones que excedan el monto allí señalado si cumplen con las demás condiciones establecidas en el Reglamento para la Tercera Ronda, se entenderán presentadas, en cada caso, por el monto máximo de suscripción permitido.

#### **2.4.3.7 Confidencialidad**

A pesar de que la naturaleza de la información que se solicita para la presentación de las Aceptaciones no tiene la vocación de constituir información que pueda ampararse en la reserva o el secreto protegidos por la ley, los destinatarios serán responsables de informar lo contrario en el caso de que alguna de la información o documentación por ellos presentada tuviera el carácter de información confidencial, privada o que configure secreto industrial de acuerdo con la ley colombiana, debiendo indicar tal calidad y señalando las normas legales que le sirven de sustento.

#### **2.4.3.8 Procedimiento para la adjudicación de las Acciones Ordinarias**

La Adjudicación de las Acciones Ordinarias en la Tercera Ronda se hará de conformidad con las siguientes reglas, excepto que se establezca un procedimiento distinto que se informará en el correspondiente Prospecto y/o Aviso de Oferta:

- (i) Una vez recibidas y procesadas electrónicamente las Aceptaciones por la Red de Colocadores, se irán adjudicando respetando como prelación la fecha y hora de llegada de cada una de ellas. La BVC administrará el sistema de adjudicación de las Acciones Ordinarias.
- (ii) Si se presenta una Aceptación mayor al monto disponible de Acciones, se adjudicará el remanente de Acciones demandadas aún no adjudicadas, pudiendo ser inferior al monto mínimo de inversión.
- (iii) Los Aceptantes admiten de manera expresa, la reducción de la cantidad de Acciones Ordinarias demandadas.

#### **2.4.3.9 Perfeccionamiento de la suscripción de las Acciones Ordinarias**

El perfeccionamiento de la enajenación se entenderá surtido una vez recibida la Aceptación de la Oferta y realizado el pago, evento en el cual el Emisor ordenará a DECEVAL el registro en el libro de accionistas de Ecopetrol

## **2.5 INFORMACIÓN ADICIONAL DEL PROGRAMA**

### **2.5.1 Proceso para cambiar los derechos asociados a las Acciones Ordinarias**

El cambio a los derechos asociados a las acciones constituye reforma estatutaria. Los Estatutos Sociales no establecen una mayoría específica diferente a la prevista en la ley para este tipo reforma estatutaria, por tanto es aplicable el procedimiento establecido en la ley (Art. 68 Ley 222 de 1995).

### **2.5.2 Limitaciones para la adquisición de las Acciones Ordinarias por parte de los accionistas o determinada clase de accionistas**

De acuerdo con lo establecido en el Código de Buen Gobierno “de conformidad con lo previsto en el artículo 404 del Código de Comercio los administradores de Ecopetrol no podrán, ni por sí ni por interpuesta persona, enajenar o adquirir acciones de la misma Sociedad mientras estén en ejercicio de sus cargos, sino cuando se trate de operaciones ajenas a motivos de especulación y con autorización de la Junta Directiva, otorgada con el voto favorable de la mayoría ordinaria prevista en los Estatutos Sociales, excluido el solicitante.

Los administradores de Ecopetrol deberán informar al Presidente, o en el caso de éste último, a la Junta Directiva dentro de los ocho (8) días hábiles siguientes a su realización, respecto de las negociaciones que efectúen sobre acciones u otros valores emitidos por la Ecopetrol S.A., con indicación de los términos en que las mismas hayan sido llevadas a cabo.

Esta información quedará a disposición de los accionistas e Inversionistas en la Oficina de Atención al Accionista e Inversionista de Ecopetrol.”

Adicionalmente el Código de Buen Gobierno establece que “corresponde a la Asamblea General de Accionistas ordenar la readquisición de acciones propias y su posterior enajenación, crear la respectiva reserva empleando fondos tomados de las utilidades líquidas, siempre que las acciones a suscribir se encuentren totalmente liberadas en la forma en que lo establece la Ley y los Estatutos Sociales y establecer los parámetros bajo los cuales la Junta Directiva fijará las condiciones y requisitos de readquisición y enajenación de las acciones readquiridas.

Las acciones readquiridas por la Sociedad no cuentan para determinar mayorías, ni confieren derecho a participar y votar en la Asamblea General de Accionistas, ni de recibir ningún tipo de beneficio económico.”

La Ley 1118 contiene limitaciones adicionales para la adquisición de acciones en los siguientes términos:

- Ninguna persona natural puede adquirir acciones por más de 5.000 salarios mínimos legales vigentes.
- Los fondos de pensiones, fondos de cesantías, los fondos mutuos de inversión y los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol no pueden adquirir más del 15% de las acciones en circulación de Ecopetrol.
- En la Primera Ronda y Segunda Ronda, las demás personas jurídicas a las que se dirigen las ofertas no pueden adquirir individualmente más del 3% de las acciones en circulación de Ecopetrol.

### **2.5.3 Forma de convocatoria a las asambleas ordinarias y extraordinarias de accionistas**

La convocatoria a las reuniones ordinarias se efectuará con una anticipación de veinte (20) días hábiles a la fecha en que tendrá lugar la reunión, bien sea mediante medio electrónico, comunicación escrita dirigida a cada uno de los accionistas, a la dirección registrada en los libros de Ecopetrol o mediante publicación en la página electrónica de Ecopetrol ([www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)) Se dará aviso de la convocatoria al órgano de control pertinente si a ello hubiere lugar.

Ecopetrol publicará en la página electrónica [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co) o la que haga sus veces, el orden del día de la Asamblea General de Accionistas y las proposiciones de la administración, con una anticipación de por lo menos tres (3) días calendario a la fecha de la reunión ordinaria. A los accionistas que registren su dirección electrónica les será enviado el orden del día y el contenido de las proposiciones.

La convocatoria a sesiones extraordinarias de la Asamblea General de Accionistas se efectuará:

- a) cuando lo exijan necesidades imprevistas o urgentes de Ecopetrol;
- b) por convocatoria de una o varias de las siguientes personas: i) el Presidente; ii) la Junta Directiva; iii) el Revisor Fiscal; iv) la entidad oficial que ejerza el control permanente de Ecopetrol.
- c) por convocatoria del Presidente de Ecopetrol y 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 convocatoria para reuniones extraordinarias se hará con ocho (8) días calendario a la fecha en que tendrá lugar la reunión, salvo que la ley exija una antelación diferente para cierto tipo de reuniones; y se efectuará a través de medio electrónico o comunicación escrita dirigida a cada uno de los accionistas, a la dirección registrada por ellos en los libros de la Ecopetrol o mediante publicación en la página electrónica de la sociedad ([www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)) o la que haga sus veces.

Adicionalmente, Ecopetrol implementa las siguientes mejores prácticas de gobierno corporativo: (i) el domingo anterior a la fecha de la reunión ordinaria o extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas, la administración recordará, a través de un periódico de amplia circulación nacional, la fecha de la reunión y, (ii) la administración informará a los accionistas residentes en el exterior sobre el aviso de convocatoria mediante la página electrónica de Ecopetrol ([www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)), correo



electrónico o por cualquier medio idóneo, sin perjuicio de la publicación del aviso de convocatoria en un periódico de amplia circulación nacional.

#### **2.5.4 Condiciones para participar en las asambleas ordinarias y extraordinarias de accionistas**

El reglamento de la Asamblea General de Accionistas que hace parte como anexo del Código de Buen Gobierno establece que “cada accionista, sea persona natural o jurídica, puede designar solamente un único representante principal ante la Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol, independientemente del número de acciones del cual sea titular de derechos. Lo anterior sin perjuicio de lo previsto en el artículo 185 del Código de Comercio.

El representante o mandatario de un accionista no puede fraccionar el voto de su representado o mandante, lo cual significa que no le es permitido votar con una o varias acciones de las representadas, en determinado sentido o por ciertas personas y con otra u otras acciones en sentido distinto o por otras personas. Sin embargo, esta individualidad del voto no impide que el representante de varios accionistas, vote en cada caso siguiendo por separado las instrucciones que le haya impartido cada persona o cada grupo representado o mandante”

El reglamento de la Asamblea General de Accionistas además establece que cuando una accionista vaya a hacerse representar en la Asamblea General de Accionistas por apoderado, la representación no podrá conferirse a personas vinculadas directa o indirectamente con la administración o con los empleados de la compañía de conformidad con lo previsto en el artículo 185 del Código de Comercio y la Resolución 1200 de 1995 de la Superintendencia Financiera de Colombia o cualquier norma que la modifique, complemente o adicione.

De acuerdo con lo establecido en el Código de Buen Gobierno, “salvo los casos de representación legal, los administradores y, en general, los empleados de Ecopetrol no podrán representar en las reuniones de la Asamblea General de Accionistas acciones distintas de las propias, mientras estén en ejercicio de sus cargos, ni sustituir los poderes que se les confieran. Tampoco podrán votar los estados financieros y cuentas de fin de ejercicio ni las de liquidación.”

#### **2.5.5 Breve descripción de cualquier convenio que tenga por efecto retrasar, prevenir, diferir o hacer más oneroso un cambio en el control de la compañía**

La Ley 1118 de 2006 establece que la Nación debe conservar como mínimo el 80% de las acciones, en circulación, con derecho a voto, de Ecopetrol.

#### **2.5.6 Si existen fideicomisos en los que se limiten los derechos corporativos que confieren las acciones**

No existen fideicomisos que limiten los derechos corporativos conferidos por las acciones.

#### **2.5.7 Si existen cláusulas estatutarias o acuerdos entre accionistas que limiten o restrinjan a la Administración de la compañía o a sus accionistas, tales como: quórum mínimo para contratar pasivos, realizar inversiones, cambiar las compensaciones de directivos y ejecutivos, vender activos, etc.**

Se requiere autorización de la Junta Directiva para: (Numeral 4 del Artículo 26 Estatutos Sociales)

- Realizar inversiones extraordinarias en caso de urgencia y los gastos extraordinarios a que haya lugar para garantizar el normal desarrollo del objeto social.
- Abrir sucursales, oficinas, agencias o subordinadas, en los lugares de Colombia o del extranjero.
- 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.
- Adquirir acciones o cuotas en sociedades, asociaciones, corporaciones o fundaciones que tengan un objeto igual, similar, conexo, complementario, necesario o útil para el desarrollo del objeto social de Ecopetrol.
- Enajenar acciones y derechos en sociedades, asociaciones, corporaciones o fundaciones en las cuales tenga participación.
- 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 o complementarias.
- 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.

#### **2.5.8 Restricciones para la negociación**

El Código de Buen Gobierno establece que “de conformidad con lo previsto en el artículo 404 del Código de Comercio los administradores de Ecopetrol no podrán, ni por sí ni por interpuesta persona, enajenar o adquirir acciones de la misma Sociedad mientras estén en ejercicio de sus cargos, sino cuando se trate de operaciones ajenas a motivos de especulación y con autorización de la Junta Directiva, otorgada con el voto favorable de la mayoría ordinaria prevista en los Estatutos Sociales, excluido el solicitante.

Los Administradores de Ecopetrol deberán informar al Presidente, o en el caso de éste último, a la Junta Directiva dentro de los ocho (8) días hábiles siguientes a su realización, respecto de las negociaciones que efectúen sobre acciones u otros valores emitidos por la Ecopetrol, con indicación de los términos en que las mismas hayan sido llevadas a cabo.”

**Además, existen las restricciones establecidas para la negociación de las acciones que corresponden a la Nación en los términos de la Ley 1118 de 2006 (la Nación debe conservar como mínimo el 80% de las acciones, en circulación, con derecho a voto, de Ecopetrol).**

### **3 VALORACIÓN DE ECOPETROL**

---

#### **3.1 ANTECEDENTES**

---

El artículo 1° de la Ley 1118 de 2006 establece:

**Artículo 1°. Naturaleza jurídica de Ecopetrol S. A.** Autorizar a Ecopetrol S. A., la emisión de acciones para que sean colocadas en el mercado y puedan ser adquiridas por personas naturales o jurídicas. (...)

**Parágrafo 1°.** Para la determinación por parte de la Asamblea General de Accionistas, del valor inicial de los títulos a emitir, Ecopetrol S. A. contratará, atendiendo los principios de gobierno corporativo, dos diferentes bancas de inversión de reconocida idoneidad y trayectoria en procesos similares en el sector de hidrocarburos. Una de las bancas de inversión además de realizar la valoración de la empresa, se encargará de la estructuración del proceso en todas sus fases.

En los anteriores términos, la Ley 1118 de 2006 estableció de manera expresa que la Asamblea de Accionistas de Ecopetrol es la única responsable de definir el precio de suscripción de las Acciones Ordinarias.

Como se describe anteriormente, la propia Ley 1118 de 2006 estableció que para la determinación del valor inicial de las Acciones Ordinarias Ecopetrol contrataría dos bancas de inversión de reconocida idoneidad y trayectoria. Una de las dos bancas de inversión seleccionadas, además sería la responsable de estructurar el Programa en todas sus fases. Para tales efectos, y después de un proceso de selección objetiva, Ecopetrol seleccionó el 17 de abril de 2007 las dos bancas de inversión para valorar la empresa y llevar a cabo la emisión y colocación de acciones dentro de su proceso de capitalización, a saber:

- **Unión Temporal JP Morgan - Credit Suisse** fue contratada para realizar la estructuración, emisión y colocación de las acciones, así también para realizar una de las valoraciones exigidas por ley. Posteriormente, mediante documento privado de fecha 28 de junio de 2007, Banca de Inversión Bancolombia S.A. Corporación Financiera se hizo parte de la unión temporal.
- **Unión Temporal Citi - Merrill Lynch** quedó encargada de realizar otra valoración.

No obstante la contratación de las bancas de inversión, es claro que conforme a la Ley 1118 de 2006 la Asamblea de Accionistas de Ecopetrol es la única responsable de fijar el precio de las Acciones a ser ofrecidas en la presente Oferta utilizando como apoyo el resultado de las valoraciones encargadas a cada una de las uniones temporales reseñadas arriba, así como cualquier otro procedimiento reconocido técnicamente.

En los anteriores términos, la presente sección contiene un breve recuento de los principales aspectos generales de la metodología de valoración de compañías similares a Ecopetrol, con el fin de que los potenciales inversionistas tengan conocimiento de los principales aspectos metodológicos asociados a ella.

#### **3.2 INTRODUCCIÓN**

---

A continuación se presenta una descripción de las metodologías tradicionalmente empleadas para valoración de empresas del sector de hidrocarburos y que fueron tenidas en cuenta para la valoración de Ecopetrol.

Los supuestos de proyección del negocio son suministrados en su totalidad por la Compañía objeto de valoración. Estos supuestos y los supuestos de valoración son, así mismo, discutidos y acordados con la Administración de la Empresa y los expertos de las diferentes bancas de inversión. Adicionalmente, toda la información histórica de la Compañía objeto de valoración tiene como única fuente la Empresa misma.

El método principal de valoración es el de Flujo de Caja Libre Descontado ("FCL"), que es ampliamente aceptado y reconocido a nivel mundial. El resultado de esta valoración se contrasta con otra metodología de valoración como múltiplo de negociación en Bolsa de compañías comparables ("Compcó").

Se recuerda a los potenciales inversionistas que a 30 de junio de 2007 el valor patrimonial de las acciones de Ecopetrol es de COP205.545.

#### **3.3 METODOLOGÍAS DE VALORACIÓN**

---

Exclusivamente para efectos de información y sin que ello implique que el precio de las Acciones Ordinarias depende, haya sido determinado o pueda calcularse conforme a alguno de ellos, se incluye una breve explicación de algunos métodos de valoración de empresas reconocidos desde el punto de vista técnico.

Metodología		Descripción	Comentarios
Metodologías principales	Flujo de caja descontado	<ul style="list-style-type: none"> <li>Flujo de Caja libre descontado con un costo de capital ponderado (WACC)</li> <li>Asume una estructura de capital estable a largo plazo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utilizado comúnmente por compradores e inversionistas</li> </ul>
	Múltiplos de compañías comparables que cotizan en bolsa	<ul style="list-style-type: none"> <li>Estima el valor basado en el desempeño de compañías públicas o privadas en el sector de hidrocarburos (empresas integradas) comparables</li> <li>Múltiplos se basan en: FV/EBITDAX y FV/Reservas 1P</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Refleja lo que inversores pagarían en inversiones en empresas públicas o privadas con operaciones similares</li> <li>Excluye prima de control</li> </ul>

### 3.3.1 Metodología principal—Flujo de caja descontado

#### 3.3.1.1 Flujo de caja libre descontado

El modelo de Flujo de Caja Libre Descontado se fundamenta en que el valor de cualquier activo es el valor presente de los flujos de caja futuros esperados. Este método utiliza un costo de capital ponderado denominado WACC por sus siglas en inglés (Weighted Average Cost of Capital), la cual corresponde al promedio ponderado de largo plazo de los costos asociados a las fuentes de financiación de la compañía: patrimonio y deuda financiera. A la suma del valor presente de los flujos de caja futuros, se agrega el valor de la perpetuidad, estimado con base en el flujo de caja libre del último año de proyección del período especificado. Es importante anotar que el flujo del último año sobre el cual se calcula el valor a perpetuidad debe ser normalizado, es decir debe representar un año típico del negocio. Adicionalmente, a este resultado se suma el valor de los activos no operacionales, se restan los pasivos no operacionales, que incluyen el total de la deuda financiera al momento de la valoración, y se resta el valor de las contingencias. Básicamente, el valor del patrimonio por Flujo de Caja Libre Descontado se descompone de la siguiente manera:

+ Valor de la operación de la compañía  
 + Otros Activos  
 = Valor de la Compañía  
 - Valor de la deuda  
 - Otros pasivos  
 = Valor del patrimonio

#### Valor de la operación de la compañía

El Valor de la Operación de la compañía equivale al valor presente del Flujo de Caja Libre ("FCL") del período de proyección, más el valor presente del flujo a perpetuidad.

- Valor presente del Flujo de Caja Libre de periodo explícito:  
 Para estimar el valor presente del FCL se requiere proyectar inicialmente el Estado de Resultados, el Balance y el Flujo de Caja. Estos tres estados financieros deben reflejar el plan de negocios de la compañía, involucrando las estrategias propias del negocio o de la operación misma, y además las estrategias de financiación y optimización tributaria.

Es importante anotar que en algunas ocasiones, para las empresas del sector de hidrocarburos, se proyecta un flujo de caja hasta el agotamiento de sus reservas actuales (normalmente alrededor de 30 a 40 años). En este caso, no es necesario usar un valor terminal para las reservas. Igualmente, en otras ocasiones y siguiendo la metodología aceptada se proyectan 10 años de la operación de la compañía y se calcula el valor de las reservas remanentes. Para los negocios de refinación y transporte siempre es necesario valorar utilizando un valor Terminal, después de 10 ó 15 años, y teniendo en cuenta un año normalizado de ingresos, costos y CAPEX.

Posteriormente se construye el Flujo de Caja Libre con base en el cual se realiza la valoración del patrimonio. Este flujo no incorpora los flujos relacionados con la financiación de la compañía, como los gastos financieros o los dividendos. El FCL refleja la caja generada por la operación de la compañía que está disponible para sus proveedores de capital: deuda y patrimonio. El FCL se construye así:

+ EBITDA  
 - Depreciaciones y Amortizaciones  
 = EBIT  
 - Impuestos operacionales  
 + Depreciaciones y amortizaciones  
 - Variación Capital de Trabajo  
 - Capex  
 = FCL

- Valor Terminal:  
 El valor a perpetuidad, o Valor terminal ("Vt"), es el valor de la compañía asumiendo la continuidad de su operación después del último año del período explícito. Para estimar el valor de la perpetuidad se puede utilizar la siguiente fórmula:  

$$Vt \text{ año } n = [FCL \text{ n} * (1+g)] / (WACC - g)$$

El crecimiento a perpetuidad ( $g$ ), se estima con base en la madurez y estabilidad de la compañía hacia los últimos años de proyección en el período explícito. Para su estimación se tienen en cuenta los niveles de rentabilidad y de reinversión de la compañía. Igualmente, se puede utilizar un valor Terminal basado en los múltiplos FV/EBITDA del año 10. Este múltiplo refleja el valor de la compañía en ese momento del tiempo.

El análisis por FCL es flexible, tiene en cuenta las perspectivas futuras de la Compañía y se basa en los flujos de caja de la operación. El análisis por FCL se basa en supuestos que incluyen pronósticos relacionados con el crecimiento de las reservas, precios del crudo, gas y los productos refinados, gasto de capital, factores macroeconómicos, etc. La valoración es tan compleja como subjetiva, y merece un análisis riguroso y razonable de cada supuesto. Dentro de este contexto, es necesario desarrollar varias sensibilidades para estimar un rango de valor.

### 3.3.1.2 Flujo de caja libre

El flujo libre de caja es el efectivo que les queda a los acreedores e inversores después de impuestos y de la inversión en activos fijos operativos. El resultado operativo y el flujo libre de caja son proyectados antes de pagar la deuda o dividendos.

Los factores claves para proyectar el flujo libre de caja de empresas en el sector de hidrocarburos son los precios de crudo, gas y productos refinados, el crecimiento de reservas, el perfil de producción, las inversiones requeridas (*capex*) y los costos operacionales.

- Precios de crudo, gas y productos refinados: los precios de crudo y gas son volátiles y las tarifas de los productos refinados son reguladas o tienen relación con los precios del crudo. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que el crudo es un *commodity* por lo cual sus precios están estrechamente relacionados a su oferta y demanda a nivel internacional.
- Perfil de Producción: curva estimada para poner en producción las reservas con que actualmente cuenta la compañía (tasa de declinación de la producción) y las inversiones requeridas para obtener esa producción. Este perfil de producción se analiza considerando aspectos técnicos y de mercado, y se le aplica el riesgo de incertidumbre de realizarla dichas reservas, propio del negocio.
- Costos operacionales: una mejora en los márgenes de rendimiento puede aumentar el flujo libre de caja. La habilidad de la compañía para mejorar los costos de extracción del crudo y maximizar las utilidades podría verse limitada en el caso que esta encuentre menos reservas de crudo y gas de las esperadas y se vea forzada a buscar reservas en lugares de mas difícil acceso y últimamente con costos de extracción mas altos. No obstante, la empresa podría mejorar los márgenes a través de nuevas metodologías técnicas y otras mejoras operacionales. En el área de refinación, los costos operacionales se determinan principalmente por la tecnología con que cuenta la refinería, por lo tanto inversiones de mejora en los activos de la refinería redundarían en menores gastos de operación. Empresas integradas del sector de hidrocarburos también incurrir en costos relacionados con la operación de la red de oleoductos, usados para transportar crudos, y de la red de poliductos usada para transportar los productos refinados.
- Gasto de capital (*capex*): uno de los rubros más importantes reflejado en la valoración por FCL son las inversiones (*capex*) relacionadas con poner en producción las reservas actuales de crudo y gas, tener la infraestructura para poder comercializarlas y las inversiones requeridas para incorporar nuevas reservas al balance de la compañía (por ejemplo nueva actividad de exploración y compra de reservas). El monto de las inversiones puede variar considerablemente y está sujeto a la complejidad de las reservas y a los costos relacionados con la extracción del crudo y gas. En el campo de refinación, el nivel de inversiones esta relacionado con el estado tecnológico de las refinerías, con la calidad de los crudos disponibles para refinación y con la demanda del mercado nacional e internacional en términos de calidades de los productos refinados. Finalmente, en el negocio de transporte el CAPEX depende principalmente de las necesidades de ampliación de la infraestructura actual, la necesidad de conectar yacimientos nuevos al sistema de transporte y de las inversiones requeridas para mantener el sistema en óptimas condiciones de integridad y seguridad.

### 3.3.1.3 Tasa de descuento

El flujo libre de caja se descuenta usando el costo de capital ponderado, anteriormente definido. El WACC representa la tasa de rendimiento que requieren los compradores potenciales dados los riesgos inherentes en la operación, la industria, la incertidumbre con relación a los flujos de caja futuros y la estructura de capital óptima. El WACC se basa en las expectativas del rendimiento futuro de una inversión. Un inversionista contribuye capital con la expectativa de que el riesgo en el flujo de caja será compensado por un retorno adecuado. El WACC de un proyecto determinado puede estar basado en análisis del costo de capital de empresas que operen en la misma industria. Las valorizaciones de empresas integradas en el sector de hidrocarburos por FCL son extremadamente sensibles a los supuestos relacionados con el WACC, dados los extensos periodos que se consideran en el análisis del flujo de caja.

Normalmente se utiliza un WACC constante para la valoración por FCL. Con un WACC constante, los flujos libres de caja son descontados asumiendo una estructura de capital objetivo de largo plazo, que reconoce una estructura financiera adecuada. Esta metodología es comúnmente utilizada en finanzas corporativas.

Las fórmulas de costo de capital están explicadas en la siguiente tabla:

Costo de capital social	$K_e = r_f + \beta_i [E(r_m) - r_f] + r_c$ <p>Costo de capital social = Tasa libre de riesgo + Beta de empresas de petróleo y gas comparables x Retorno mercado esperado - Tasa libre de riesgo + Riesgo país</p>
Costo de endeudamiento	$K_d = (r_f + r_c + S) \times (1-t)$ <p>Costo endeudamiento después de impuestos = Tasa libre de riesgo + Riesgo país + Spread crédito x (1-t)</p>
Costo de capital ponderado ("WACC")	$WACC = L \times K_d + (1-L) \times K_e$ <p>Costo capital ponderado = Proporción de deuda x Costo endeudamiento + (1-L) x Costo de capital social</p>

### 3.3.1.4 Metodologías de valoración de apoyo—Empresas Comparables

Se considera de gran utilidad la comparación de los resultados de la valoración por FCL con la valoración obtenida utilizando la metodología de Múltiplos de Negociación de Compañías Comparables ("Compco").

1. La valoración basada en Múltiplos de Negociación de Compañías Comparables es una de las técnicas de valoración principales en el contexto de ofertas públicas iniciales y es utilizado comúnmente por inversores financieros. Los múltiplos de empresas comparables son calculados normalmente con base al rendimiento esperado en lugar de cifras históricas. Este análisis asume mercados de capitales eficientes y que los valores de empresas públicas reflejan un consenso en cuanto a las tendencias macro de la industria, los riesgos del negocio, crecimiento de mercado, etc., lo cual permite la aplicación de puntos de referencia en cuanto a la valoración de activos similares.

Pasos de la metodología:

- Determinar el universo de compañías de acuerdo con similitudes operacionales como su alcance geográfico, control estatal o público, participación en mercados internacionales (preferiblemente en América Latina u otros Mercados Emergentes), línea de productos, tipo de negocios, mercados en los que opera, porcentaje en reservas de gas vs. porcentaje en reservas de crudo, o basado en similitudes financieras como su tamaño, número de ventas, EBITDA, etc.
- Calcular los múltiplos, teniendo en cuenta que el múltiplo más utilizado es el de Valor Firma a EBITDA ("FV/EBITDA"). Valor Firma es la capitalización bursátil más la deuda financiera menos los activos líquidos y EBITDA es la ganancia antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización. Para empresas en el sector de hidrocarburos es común calcular los múltiplos basados en EBITDAX en vez del EBITDA. EBITDAX es el EBITDA más la suma de los gastos de exploración y desarrollo y se utiliza con el fin de tener en cuenta el flujo de los activos con los que la compañía cuenta en ese momento. Igualmente, es común utilizar los múltiplos de Valor de Firma/Reservas Probadas como referencia.
- Analizar los resultados mediante la comparación de los múltiplos de las diferentes empresas evaluadas. Estos múltiplos permiten comparar empresas que se encuentran en países con diversos tratamientos de depreciación y con niveles tributarios distintos, así como empresas con distintos niveles de endeudamiento.
- Derivar un rango de valoración implícito.
- Aplicar los rangos de los múltiplos a los resultados EBITDA, EBITDAX o reservas de la compañía que se quiere valorar.

2. La simplicidad y transparencia de esta metodología han hecho que permanezca como el método de valoración preferido de los inversores institucionales. No obstante, es importante tener en cuenta que el análisis de operaciones de empresas integradas del sector de hidrocarburos comparables puede ser poco adecuado para esta transacción debido a los siguientes factores:
- La falta de empresas integradas del sector de hidrocarburos que cotizan en la bolsa colombiana y/o otros países en América Latina, a pesar de la existencia de empresas integradas del sector de hidrocarburos que cotizan en Bolsa, localizadas en Estados Unidos, Europa y otras regiones.
  - Los precios de crudo, gas y productos refinados pueden variar significativamente (i.e., inflación, factores regulatorios, factores geopolíticos, desastres naturales, entre otros).
  - Diferencias en la duración de las reservas (eje. múltiplo de FV/EBITDAX tendría que ser ajustado según la cantidad de años proyectados restantes de las reservas).
  - Diferencias en la estructura de capital.

### **3.4 Resumen metodologías de valoración**

---

Los resultados de las dos metodologías explicadas anteriormente son comparados entre sí para determinar si los rangos de valor por flujo de caja libre descontado se encuentran alineados con los resultados obtenidos por múltiplos de valoración de Empresas Comparables.

HOJA EN BLANCO INTENCIONAL

## 4 DATOS RELATIVOS A ECOPETROL

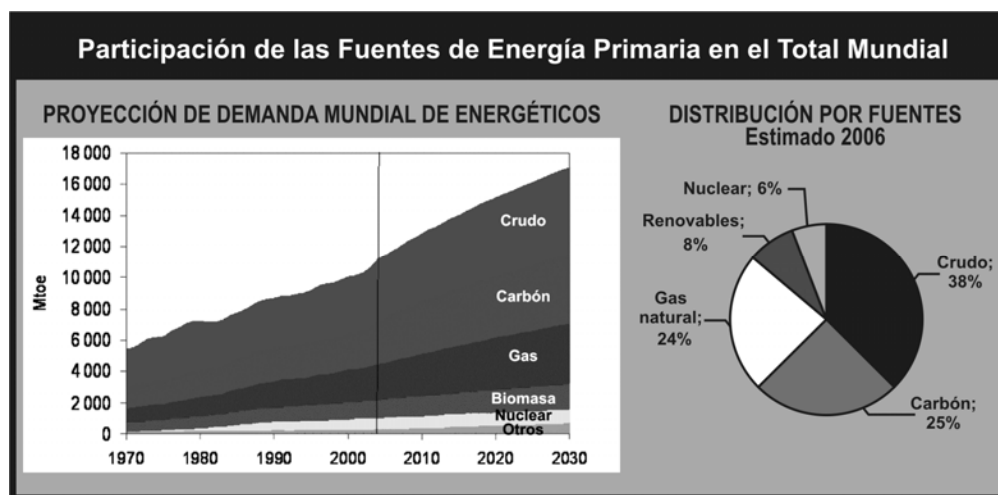
### 4.1 SITUACIÓN GENERAL DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

#### 4.1.1 Mercado mundial del petróleo

Durante el 2006, la economía mundial creció el 5,4% frente al 4,9% que se registró durante el 2005. Esta situación se explica en el crecimiento de la zona euro (2,6%) y de Estados Unidos (3,3%), el aumento de la actividad económica en Japón durante el segundo semestre del año (2,2%), el auge de China (10,7%) e India (9,2%) y el mantenimiento del impulso de economías emergentes y países en desarrollo gracias a los precios elevados de los productos básicos y condiciones financieras propicias<sup>4</sup>.

El crecimiento de la economía global y la expansión de la producción en países en desarrollo han generado, a su vez un incremento en la demanda de energía. En el año 2005, el consumo mundial de energía primaria aumentó el 2,7% respecto al 2004, llegando a 10.537 millones de toneladas de petróleo equivalente<sup>5</sup>. Según proyecciones de la Administración de Información de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), la demanda mundial de energía primaria aumentará 53% entre los años 2004 y 2030, hasta 17 billones de toneladas de petróleo equivalente, y a los países en desarrollo les corresponde más del 70% de este aumento. Además, cifras de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) indican que la demanda mundial de petróleo durante 2006 fue en promedio de 84,1 millones de barriles por día (Mbdp), de los cuales el 59% corresponde a países OECD<sup>6</sup>.

Sin un sustituto tan económicamente competitivo y siendo un recurso natural no renovable, el petróleo es la fuente de energía más importante al aportar el 38% del total de la energía que se estima se consumió en el 2006, seguido del carbón (25%) y del gas natural (24%). De acuerdo con la IEA, se espera que los combustibles fósiles permanezcan como la principal fuente de energía con un 86% del incremento de la demanda hasta el 2030.



Fuente: IEA, Word Energy Outlook 2006

EIA, Report DOE/IEA – 0484 (2006)

Los mayores depósitos de petróleo y los principales productores están en el Medio Oriente, Europa y Euroasia, África, América Latina (con Venezuela, México y Brasil a la cabeza), y Norte América. El principal y más importante cartel petrolero es la OPEP<sup>7</sup>, creada en 1960, que ejerce influencia sobre los precios del crudo a través del manejo de la producción de sus integrantes. La producción de esta organización ha estado alrededor del 40% de la producción mundial, y para el 2005 contaba con alrededor del 75% de las reservas probadas del mundo. Adicionalmente, hay otros países productores, denominados independientes; ellos son el Reino Unido, Noruega, México, Rusia, Estados Unidos y China.

<sup>4</sup> FMI: Perspectivas de la Economía Mundial, abril de 2007.

<sup>5</sup> BP Statistical Energy Review 2006

<sup>6</sup> Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico, conformada por EE.UU, México, Canadá, Mar del Norte y otros

<sup>7</sup> La OPEP está integrada por: Arabia Saudita, Argelia, Angola, Emiratos Árabes Unidos, Indonesia, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar y Venezuela.

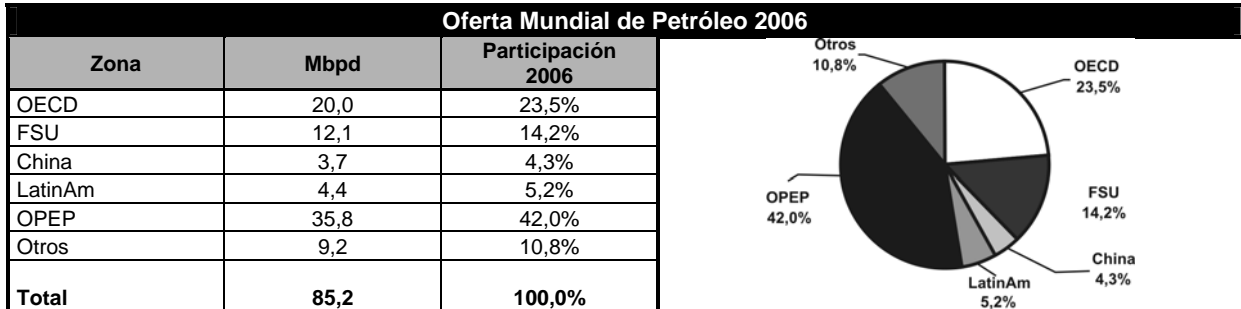


#### 4.1.1.1 Oferta

La producción mundial de petróleo se ha incrementado durante los últimos años y ha sido ligeramente superior a la demanda, a pesar de coyunturas críticas en países productores como Venezuela, Irak y Nigeria. Así, el precio del barril (referencia WTI<sup>6</sup>) ha alcanzado USD77,2 por barril<sup>9</sup> (julio de 2006), siendo el precio más alto en los últimos siete años. El superávit en la capacidad de producción del petróleo ha disminuido al pasar de 5,6 Mbpd en el 2002 a entre 1,1 y 2 Mbpd del año 2004 y al 2006<sup>10</sup>.

En el 2006 la producción mundial de petróleo alcanzó los 85,2 Mbpd frente a una oferta de 84,5 Mbpd en el año anterior. En el 2006, la OPEP participó con una producción de 35,8 Mbpd que corresponde al 42% de la producción mundial, seguido por países no miembros de la OECD con una participación de 37,7% y Norteamérica con 17%<sup>11</sup>.

Las zonas geográficas que presentan un mayor crecimiento en la producción de petróleo en los últimos años son Asia Pacífico y África-Medio Oriente, mientras que el desempeño de Estados Unidos y Canadá ha disminuido. Arabia Saudita continúa siendo el mayor productor de petróleo y Estados Unidos, el mayor productor de gas natural.



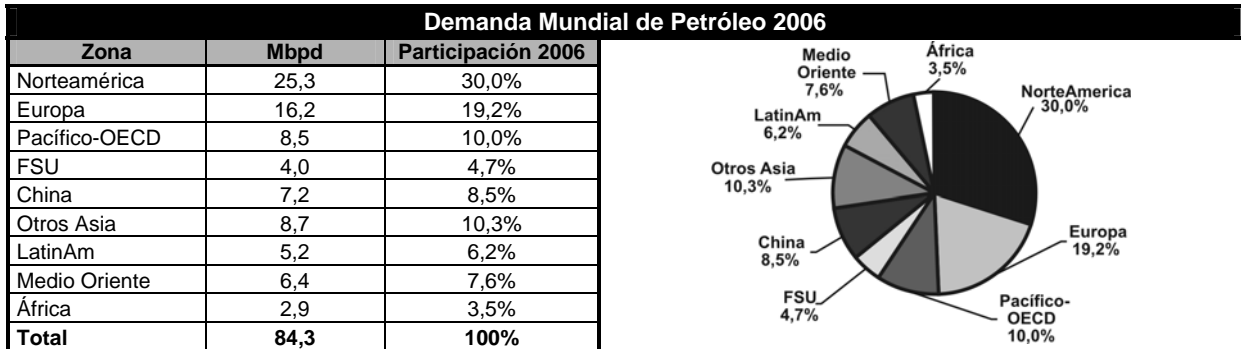
Fuente: IEA Oil Market Report April 12 2007

\*FSU: Antigua Unión Soviética

#### 4.1.1.2 Demanda

En el 2006 se registró una demanda de crudo de 84,3 Mbpd, que representa un aumento de 0,8 Mbpd en relación con el 2005. Los principales consumidores de petróleo corresponden a los países de la OECD con Norte América en primer lugar (30 Mbpd) y Europa en segundo lugar (15,5 Mbpd).

Los países en desarrollo son los que muestran el mayor aumento en demanda del crudo. Dentro de ellos se destacan China e India debido a la necesidad energética que requieren para soportar su crecimiento y para la consolidación de sus economías.



Fuente: IEA Oil Market Report April 12 2007

\*FSU: Antigua Unión Soviética

<sup>6</sup> El precio del petróleo va ligado principalmente a tres referencias: WTI (West Texas Intermediate), Brent (Europa y África) y Dubai (Asia).

<sup>9</sup> Serie Histórica Investigaciones Económicas y Estrategia Grupo Bancolombia

<sup>10</sup> Herold Country and Regional Insight: Global Oil Supply and Demand Outlook 2007

<sup>11</sup> International Energy Agency: Oil Market Report 12 de abril 2007

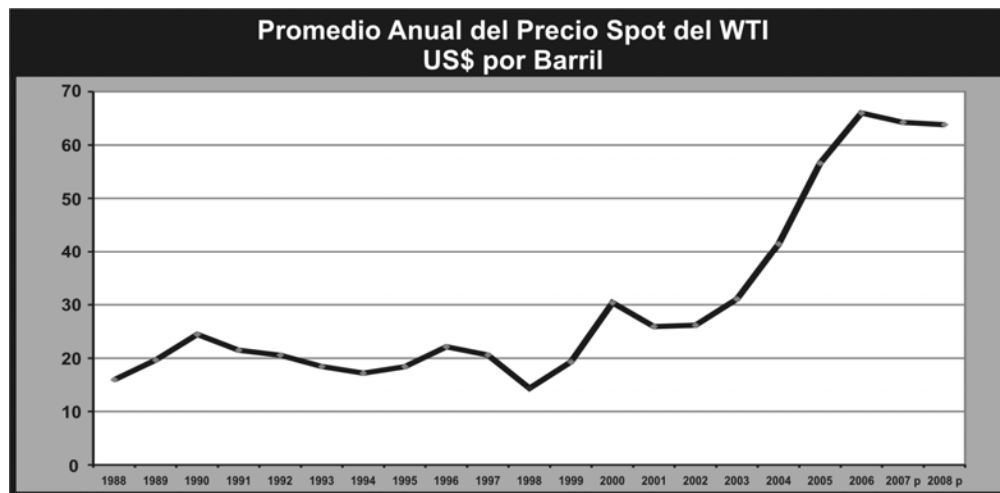
#### 4.1.1.3 Precios

Desde finales de los años 80 hasta los primeros años de la actual década, los precios del crudo se mantuvieron en una estructura de precios tradicional; esto quiere decir que si aumentaba la oferta, el precio podía disminuir o si aumentaba la demanda, el precio se podía incrementar. De 1988 a 1990 la capacidad disponible de refinación mundial aumentó de 10 a 12 millones de barriles con una base de demanda de 70 millones de barriles y la producción de Arabia Saudita aumentó de 3 a 8 millones de barriles, razón por la cual en estos años los precios del crudo se ubicaron en niveles bajos. Luego, en el año 90, se generó un incremento momentáneo causado por la guerra del golfo.

Otra caída importante de los precios del crudo ocurrió en 1999 cuando coincidió el incremento de la producción de Irak con el colapso las economías asiática y rusa. Ese año se registró un aumento de los inventarios seguido de dos inviernos no muy fuertes. Posteriormente, debido al fuerte incremento de la demanda mundial, cortes en producción de la OPEP, factores de clima y bajos inventarios, los precios del crudo se triplicaron hasta septiembre del 2000.

Cinco años después, se evidenciaron los problemas de falta de capacidad de refinación, cuando los huracanes que golpearon la costa del golfo de México averiaron un alto porcentaje de las refinерías allí ubicadas, lo que causó un incremento en los precios. En el 2006, el precio promedio del WTI fue de USD66,01 por barril; en ese año Estados Unidos presentó la época más caliente de la historia y su demanda de combustibles se incrementó durante el segundo semestre.

Aunque en el 2006 la demanda mundial de petróleo aumentó en 0,8 millones de barriles diarios, este incremento fue inferior al previsto y a los 1,3 Mbdp alcanzados en 2005<sup>12</sup>. Las proyecciones de precios de la EIA para el corto plazo (2007-2008) son de USD64,27 y USD63,83 por barril respectivamente, precios altos, pero inferiores a los del año 2006 por la expectativa de un incremento de la capacidad a medida que entren en funcionamiento algunos proyectos de inversión a finales del año.



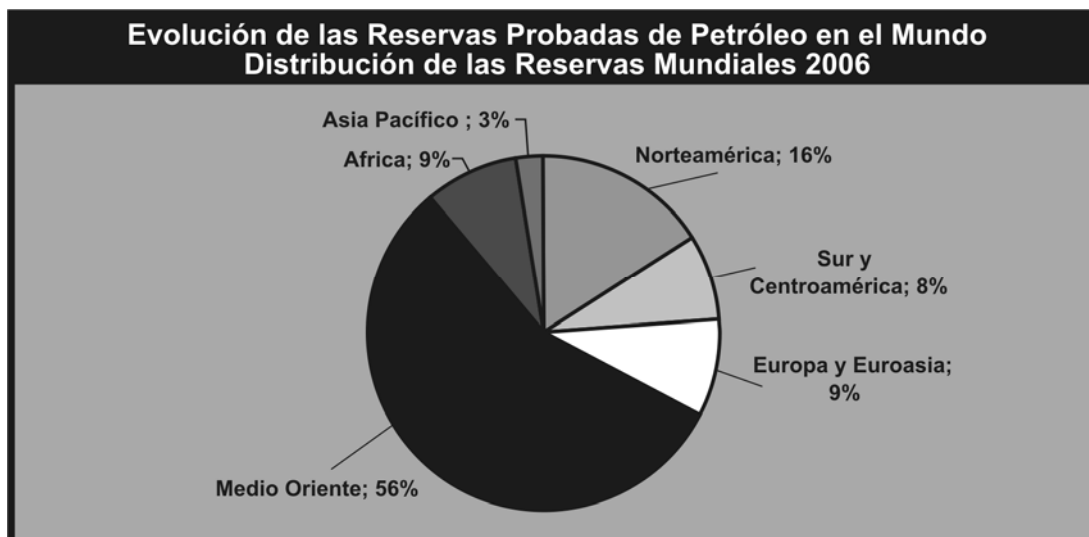
Fuente: EIA. Short-Term Energy Outlook - May 2007

#### 4.1.1.4 Reservas

De acuerdo con el *Statistical Energy Review 2006 de BP*, para el 2006 las reservas probadas de petróleo<sup>13</sup> fueron de 1.317 miles de millones de barriles, presentando un incremento de 9,7% respecto del año anterior cuando las reservas probadas de crudo ascendieron a 1.200,7 miles de millones de barriles.

<sup>12</sup> FMI. Perspectivas de la economía mundial. Abril de 2007.

<sup>13</sup> Las reservas probadas, según el *Oil & Gas Journal*, son volúmenes que desde la óptica geológica y de ingeniería, tienen alta probabilidad de ser recuperadas en el futuro bajo condiciones económicas y de operación favorables.



Fuente: Datos 1985-2005: *BP Statistical Review of World Energy 2006*, 2006: *Oil & Gas Journal*, Vol 104, No. 47

Del total de las reservas probadas mundiales existentes a finales del 2006, el 56,1% está en el Medio Oriente, liderado por Arabia Saudita con 262,3 miles de millones de barriles. Norteamérica es una de las regiones del mundo con mayores reservas de crudo, en especial Canadá que cuenta con 179,2 miles de millones de barriles de reservas probadas.

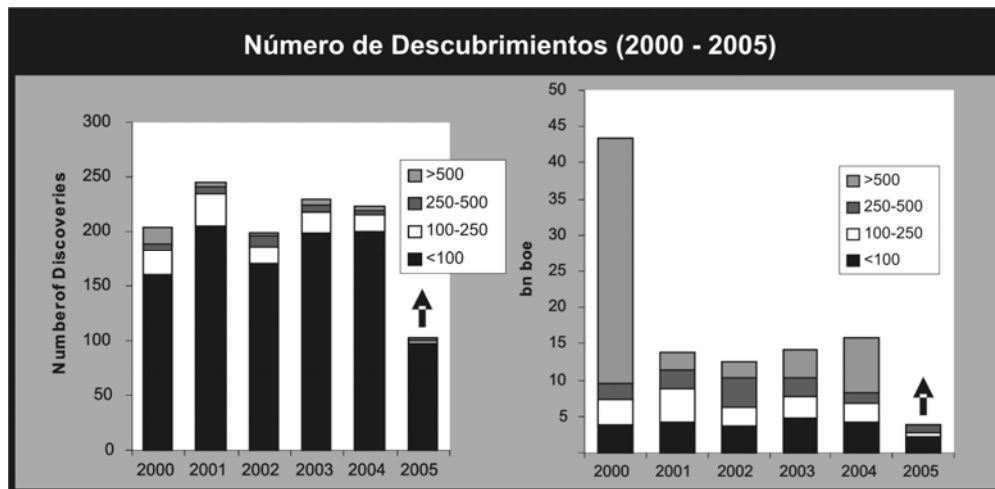
Entre las regiones con menor cantidad de reservas probadas, pero aún de gran importancia, están África, Centro y Sur América y Eurasia con 114 miles de millones de barriles, 103 miles de millones de barriles y 100 miles de millones de barriles, respectivamente. Centro y Sur América se encuentran liderados principalmente por Brasil, con 11,8 miles de millones de barriles. El crecimiento de mayor impacto entre el 2005 y el 2006 se dio en Norteamérica, con un aumento de más del 300%, debido a la incorporación de nuevas reservas dadas por las arenas bituminosas en Canadá.

La relación reservas sobre producción (R/P)<sup>34</sup> es un indicador que muestra la suficiencia petrolera de un país o región en el tiempo; los países de la OPEP están en 73,1 años, mientras que los países de la OECD, no OPEP y antigua Unión Soviética están en 11,2, 13,6 y 28,4 años respectivamente.

A pesar de que la inversión en exploración y producción a nivel mundial ha venido en aumento, las exploraciones no han arrojado los resultados esperados. El número de descubrimientos del 2005 se redujo casi en el 50% frente a los años anteriores al pasar de entre 200 y 250 hallazgos, a 100. Igualmente el tamaño de estos descubrimientos se ha reducido, por lo que la incorporación de reservas se ha hecho más dependiente de campos pequeños.

---

<sup>34</sup> R/P: Indicador con las reservas probadas a una fecha determinada sobre la producción en la misma fecha. El resultado muestra el número de años esperados que dichas reservas durarán manteniendo la misma producción.



Source: World Mac Pathfinder. Excludes US Lower 48 discoveries. 2005 data preliminary and upward revisions expected.

La dificultad para incorporar nuevas reservas, el incremento en los costos de exploración y producción y la incertidumbre sobre la seguridad energética de las regiones con menores reservas, han traído como consecuencia la aplicación de nuevas tecnologías para viabilizar el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales. El aumento en el factor de recobro en campos maduros, mayores producciones de crudos pesados, mayor comercialización del gas natural y desarrollo de biocombustibles son algunos ejemplos de los resultados de aplicación de estas nuevas tecnologías.

#### 4.1.1.5 *Perspectivas*

Según los estimativos de la IEA, el consumo mundial de energía se incrementará en 56,6% entre el año 2002 y el año 2025, hasta alcanzar un consumo esperado de 645 cuatrillones de Btu, de los cuales el petróleo aportará la mayor parte, 39,3% del total. De esta manera, el crudo es y seguirá siendo la fuente de energía primaria más importante del mundo.

A pesar de que el grupo de los países industrializados es el que más energía consume debido a sus niveles de producción, se espera que el crecimiento en su demanda de energía no sea tan alto debido al menor crecimiento esperado de sus economías.

Por su parte, los países que registrarán un importante crecimiento en el consumo de energía serán los países en desarrollo debido a un nivel cada vez mayor de industrialización y de crecimiento en sus economías. En este sentido, una de las regiones que mayor crecimiento espera tener en el consumo de petróleo es Asia debido, principalmente, a la demanda de China, país que necesita tener un soporte energético para su rápido desarrollo y crecimiento, además del fortalecimiento de su industria interna. En el mediano plazo, se espera que el consumo de crudo en dicho país aumente hasta el año 2010 en un 5,69% por año llegando a consumir 9,2 Mbpd aproximadamente<sup>15</sup>.

### 4.1.2 **La Industria de Hidrocarburos en Colombia**

#### 4.1.2.1 *Infraestructura*

Con el objetivo de aprovechar su posición estratégica en el continente y la riqueza de recursos naturales con que cuenta, Colombia ha desarrollado una infraestructura moderna con la cual mantiene un crecimiento sostenido y ha empezado a competir en los mercados internacionales.

#### 4.1.2.2 *Desarrollo urbano*

Colombia cuenta con más de 30 ciudades distribuidas en todo el país, con poblaciones superiores a los 100.000 habitantes, en las cuales se concentra el 70% de la población.

La ciudad más importante es Bogotá, capital y sede del gobierno, a ésta le siguen Medellín y Cali y otras ciudades que se destacan por su intensa actividad son Barranquilla, Cartagena de Indias y Santa Marta en la costa del Caribe; Manizales, Pereira y Armenia en el Eje Cafetero; Bucaramanga y Cúcuta en el nororiente y Neiva e Ibagué en el valle del Magdalena.

<sup>15</sup> Fuente: IEA

#### **4.1.2.3 Transporte**

Colombia cuenta con 8 modernos aeropuertos internacionales conectados con América Latina, Norteamérica y Europa, también se ha impulsado el desarrollo del transporte aéreo doméstico, con una de las redes de rutas más densas de América Latina, a través de la cual se desplazan anualmente 7.4 millones de pasajeros y se movilizan 130.000 ton de carga, por medio de más de 587 aeropuertos que comunican las regiones apartadas con el resto del país<sup>16</sup>.

Así mismo encontramos cuatro puertos principales (recientemente privatizados y modernizados): Buenaventura en la costa Pacífica, y Barranquilla, Cartagena y Santa Marta en el Caribe, que mueven en total 70 millones de toneladas de carga. Hay otros puertos más pequeños pero especializados en la exportación de carbón, banano y petróleo, y un muelle turístico para cruceros en Cartagena de Indias.

En cuanto a transporte terrestre, Colombia cuenta hoy con una red de carreteras con más de 145.000 km. de vías que conectan las principales ciudades del país con regiones apartadas, los puertos marítimos, Venezuela y Ecuador, hacia donde se desplazan líneas de buses para pasajeros y carga.

Actualmente se proyecta la vía Panamericana, que unirá a Colombia con Panamá, y se construye la Marginal de la Selva, que conectará a Colombia con Venezuela, Ecuador y Perú por el piedemonte de los Andes. Hay 3.140 km. de vías férreas en reconstrucción y dos líneas que transportan carbón a puertos privados que movilizan 27 millones de toneladas al año.

#### **4.1.2.4 Telecomunicaciones**

Hoy Colombia posee una moderna red digital de telefonía satelital y microondas, así como dos troncales de fibra óptica que cubren el país con más de 8 millones de líneas telefónicas fijas, manejadas por 29 operadores para servicio local y 3 operadores de larga distancia.

En cuanto a telefonía celular, el país cuenta con 5 redes y 6 millones de móviles en crecimiento constante de poco más de 30% por año, llegando en 2004 a igualar su penetración a la de las líneas fijas. Dos de los cinco operadores son empresas multinacionales.

#### **4.1.2.5 Energía eléctrica, Agua potable y Saneamiento básico**

Casi el 80% de la energía producida en el país es de origen hidroeléctrico, con una capacidad de generación de 13.6 Gwh que cubre más del 90% de la población, a través de un sistema de interconexión de redes que permite utilizar plenamente la capacidad de generación para asegurar un fluido eléctrico estable y excedentes para exportar.

En cuanto a agua potable y servicios públicos básicos, se ha logrado un amplio margen de cubrimiento, así como con la electricidad casi el 90% de la población tiene acceso a agua potable y servicios sanitarios de buena calidad, un alto porcentaje comparado con otros países de América Latina.

#### **4.1.2.6 Gas natural**

Se ha fomentado la explotación de grandes reservas de gas natural y la construcción de una red de gasoductos que permite un incremento en el consumo a un ritmo de 10% anual y cubre el 77% del mercado residencial potencial.

#### **4.1.3 Infraestructura Petrolera**

La red de oleoductos colombiana está compuesta por cerca de 5.415 kilómetros distribuidos en 41 ductos que distribuyen el crudo entre las fuentes de producción y los centros de refinación y exportación. Los principales oleoductos del País por longitud son: Oleoducto Central (790 km), Caño Limón-Coveñas (774 km), Vasconia-Coveñas (481 km), Tenay-Vasconia (398 Km) y Orito-Tumaco (305,4 Km).

Algunas de las más importantes redes de transportes mencionadas anteriormente sufrieron en años anteriores atentados que en algunos casos afectaron la normal circulación del crudo y generaron daños ambientales. No obstante, gracias a programas implementados por Ecopetrol y sus socios, al aumento del pie de fuerza del Ejército, una estrategia judicial y la política de seguridad democrática del actual Gobierno se ha disminuido el número de atentados y de barriles hurtados a la red de transporte entre 2002 y 2006.

Entre los principales puertos para el comercio internacional de Ecopetrol se encuentran Coveñas, Cartagena y Santa Marta, en el mar Caribe, y Buenaventura y Tumaco, en el Pacífico.

La infraestructura en refinación está compuesta por las dos principales refinерías ubicadas en Barrancabermeja y Cartagena. Esta última es una sociedad entre Ecopetrol y Glencore Internacional AG. Además, existen tres refinерías de menor dimensión en Apiay, Orito y Tibú. Esta última no se encuentra en operación en la actualidad.

<sup>16</sup> Fuente: Ministerio de Transporte.

#### **4.1.4 Marco Regulatorio**

##### **4.1.4.1 Entes reguladores**

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

El Ministerio de Minas y Energía es una entidad pública de carácter nacional que se encarga de administrar los recursos naturales no renovables del país asegurando su mayor y mejor utilización. En el tema de hidrocarburos, la principal función del Ministerio de Minas y Energía es adoptar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales e hidrocarburos.

###### **4.1.4.1.2 Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)**

La CREG es una unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía, creada y regulada por las leyes 142 y 143 de 1994, y tiene como misión regular los servicios públicos domiciliarios de energía y gas combustible de manera técnica, independiente y transparente, promoviendo el desarrollo sostenido de estos sectores, regulando los monopolios, incentivando la competencia donde sea posible y atendiendo las necesidades de los usuarios y las empresas de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley.

##### **4.1.4.2 Entidades que ejercen inspección, vigilancia y control sobre Ecopetrol**

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

En desarrollo de su objeto social, Ecopetrol comercializa gas combustible, lo cual constituye una actividad complementaria del servicio de distribución de gas combustible y por lo tanto se encuentra sometida a la Ley 142 de 1994 que establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios.

En consecuencia, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios se encuentra legalmente facultada para ejercer funciones de vigilancia y control sobre Ecopetrol, por lo que ésta debe mantenerla informada sobre la situación económica y jurídica de la Sociedad, remitirle la información financiera y contable de fin de ejercicio y presentarle los demás informes que requiera.

###### **4.1.4.2.2 Superintendencia de Sociedades**

La Superintendencia de Sociedades ejerce sobre Ecopetrol funciones de inspección, por ser una sociedad pública por acciones, debidamente inscrita en el Registro Mercantil de la Cámara de Comercio, dedicada a actividades no relacionadas con el sector financiero y de seguros, cuyo control le compete en forma exclusiva a la Superintendencia Financiera de Colombia.

En ejercicio de las funciones de inspección, esta Superintendencia puede solicitar a Ecopetrol la información que requiera para establecer la situación jurídica, contable, económica y administrativa de la Sociedad.

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

Ecopetrol es un emisor de valores en la medida en que sus 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 ejerce un control concurrente sobre la Empresa, limitado a vigilar y controlar el cumplimiento de sus deberes como emisor de valores, en los términos y condiciones previstos para el efecto en la Resolución 400 de 1995 y demás normas que la reglamenten, adicionen o modifiquen.

Por tener títulos inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores, Ecopetrol debe mantener permanentemente actualizada a la Superintendencia Financiera de Colombia, remitiendo información de fin de ejercicio, información trimestral e información relevante.

##### **4.1.4.3 Entes administradores del recurso de hidrocarburífero**

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

Fue creada en el año 2003 con ocasión de la transformación del sector de los hidrocarburos, la necesidad de incrementar la competitividad del país y atraer una mayor cantidad de inversión extranjera al sector. El decreto ley 1760 de 2003 escinde de las funciones de Ecopetrol la administración del recurso hidrocarburífero y le otorga esa facultad a la ANH, ente encargado de la labor administrativa y reguladora de los hidrocarburos en el país. Un cambio fundamental que adelantó la ANH fue la creación de un nuevo mecanismo de contratación diferente al sistema de asociación que operó en Colombia por casi tres décadas. Se introdujo un nuevo contrato de regalías e impuestos y derechos, además del mencionado “contrato de evaluación técnica”, los cuales se presentan a continuación en mayor detalle.

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

El Ministerio de Minas y Energía es una entidad pública de carácter nacional que se encarga de administrar los recursos naturales no renovables del país asegurando su mayor y mejor utilización. En materia de hidrocarburos, la principal función del

Ministerio es adoptar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales e hidrocarburos.

#### **4.1.4.4 Legislación**

La ley 756 de 2002 generó un esquema de regalías variable de entre el 8 y el 25%, de acuerdo con el volumen diario de barriles equivalentes de petróleo por día, con lo que se eliminó el antiguo régimen de 20% constante e incentivó la producción en campos menores. Así mismo, la ley ofreció ventajas adicionales para aquellos campos menos rentables, permitiendo descuentos para el desarrollo de gas, crudos pesados y gas costa afuera, del 20, 25 y 40%, respectivamente.

En el 2003 se expidió el Decreto Ley 1760. Este Decreto Ley se promulgó por la necesidad de una reestructuración del sector de hidrocarburos en Colombia. Tiene dos grandes funciones: i) la modificación de la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos convirtiéndola así en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía<sup>17</sup>, y ii) la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para que administre los recursos de la Nación, a la cual se le da la responsabilidad de establecer el nuevo esquema contractual para la exploración y explotación de hidrocarburos. De esta manera se introdujo entonces en los contratos de asociación existentes la denominada cláusula de favorabilidad que son los “mecanismos para igualar condiciones económicas en aquellas áreas entregadas por la ANH del mismo tipo del área hoy contratada por Ecopetrol”<sup>18</sup>.

En el 2004 la ANH propuso un nuevo sistema de contratación (Contrato de exploración y producción) donde el inversionista asume todo el riesgo con la contraprestación de recibir todos los derechos de producción de la operación una vez pagados los impuestos y las regalías, al igual que los derechos por uso del subsuelo (canon superficiario) y un adicional por precios altos. Habrá un mayor control en los tiempos de ejecución ya que ahora los inversionistas tendrán 6 años para explorar y 24 para explotar el campo con una posible extensión de 10 años más.

También se introdujo el contrato de evaluación técnica por medio del cual se asignan porciones de terreno para realizar trabajos de superficie para obtener información sobre la presencia de hidrocarburos en una zona específica. Este contrato puede durar hasta 18 meses y el contratista que lo haga tiene la primera opción de exploración y producción en esa área.

A través del Decreto 4299 de 2005 se adoptó un marco regulatorio para el sector de derivados del petróleo en el que se establecieron los requisitos, obligaciones y el régimen sancionatorio aplicables a los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, excepto GLP, (refinador, importador, almacenador, distribuidor mayorista, transportador, distribuidor minorista y gran consumidor), con el fin de resguardar a las personas, los bienes y preservar el medio ambiente.

Los cambios recientes buscan incentivar la inversión petrolera en el país, incrementando las actividades de exploración y explotación con el objetivo de incrementar las reservas probadas y disminuir el riesgo de perder la condición de autoabastecimiento del país.

#### **4.1.4.5 Esquemas de Operación**

La exploración y explotación, actividades básicas de la industria petrolera, se desarrollan en Colombia bajo diferentes modalidades:

Operación directa: es la que realiza Ecopetrol con sus propios recursos técnicos, humanos y financieros.

Operación asociada: se lleva a cabo a través del trabajo asociado entre Ecopetrol y las compañías privadas.

Participación en riesgo: es un mecanismo asociado en el que Ecopetrol y las compañías privadas comparten riesgos de acuerdo con lo especificado en cada contrato.

Concesión: es un esquema a cargo de empresas privadas.

Evaluación técnica: es un contrato por el cual la ANH cede una porción de tierra a una empresa para llevar a cabo procesos de evaluación al terreno y determinar la posible existencia del crudo teniendo ésta la primera opción para la exploración y explotación si se llegara a encontrar petróleo en dicha área.

Contrato E&P (exploración y producción): es el nuevo modelo de contrato introducido también por la ANH, que reemplaza el contrato de asociación que venía funcionando hace 30 años y que busca dar al contratista mayor autonomía y flexibilidad. Bajo este esquema el contratista obtiene toda la recompensa por el riesgo de la exploración y plena autoridad y propiedad de los activos del proyecto.

#### **4.1.4.6 Gas**

El Gobierno Nacional definió en la década de los 90, mediante documentos CONPES del Plan de Gas y del Programa para la Masificación del Consumo de Gas, las acciones necesarias para promover una matriz de consumo de energía más eficiente para el país a través de la sustitución de recursos energéticos de alto costo por gas natural y GLP (gas líquido propano) en los sectores industrial, comercial, residencial y termoeléctrico.

<sup>17</sup> [www.Ecopetrol.gov.co](http://www.Ecopetrol.gov.co)

<sup>18</sup> La cadena del Petróleo en Colombia. UPME 2005

La Ley 142 de 1994 definió el marco legal para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, dentro del que se incluye el gas combustible (gas natural y GLP) y se crea la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, entidad encargada de desarrollar el marco regulatorio para las actividades asociadas al transporte, distribución y comercialización del gas natural, aunque para las actividades de exploración, explotación y producción de gas natural continúan reguladas por la normatividad expresada en el Código de Petróleos y el contrato de asociación.

Así, las empresas distribuidoras de gas natural comenzaron a ejercer su actividad bajo el régimen jurídico de la Ley 142 y Ecopetrol dejó de asumir la responsabilidad de ejecutar el Plan de Masificación de Gas de forma centralizada y de acometer la totalidad de las inversiones en infraestructura básica, para dedicarse a la exploración y explotación de hidrocarburos. Posteriormente, se escindieron los activos de transporte de gas natural del patrimonio de Ecopetrol y con ellos se creó la Empresa Colombiana de Gas (Ecogás), mediante la Ley 401 de 1997, entidad dedicada a la actividad de transporte de gas natural. En el 2006 se llevó a cabo el proceso de enajenación de los activos, derechos y contratos de Ecogás, que quedaron en manos de TGI<sup>19</sup>, filial de la Empresa de Energía de Bogotá (EEB).

#### 4.1.5 Dinámica del sector

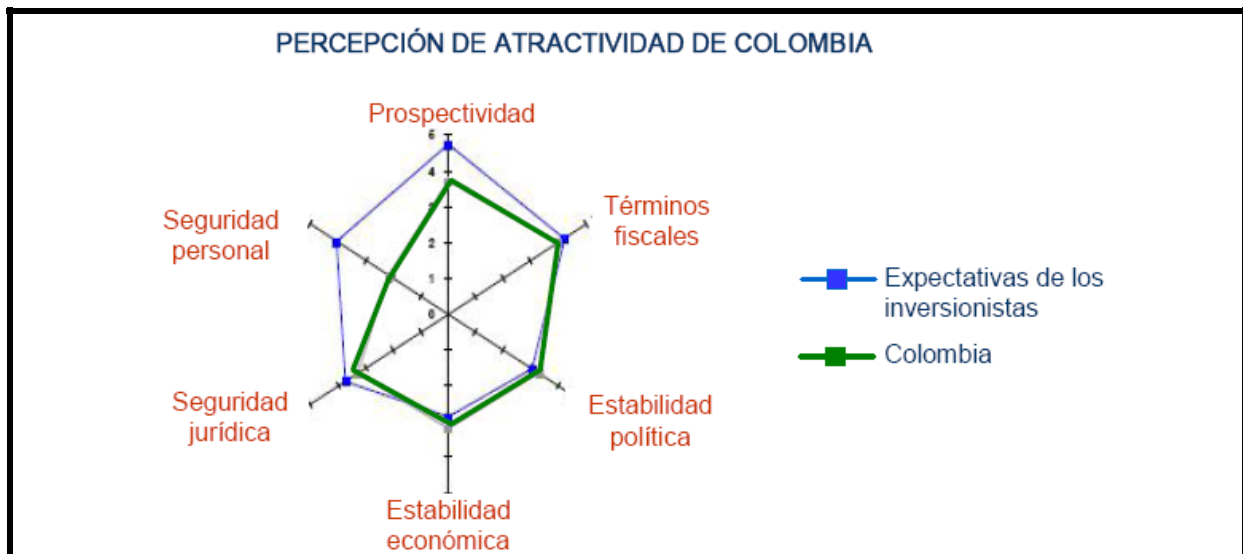
##### 4.1.5.1 Perspectivas del Sector

La inversión en actividades de exploración y producción en el país se ha incrementado notablemente debido, en especial, a las siguientes razones:

1. Cambios en los términos contractuales
2. Altos precios del petróleo
3. Creciente estabilidad económica
4. Mejora en los índices de seguridad
5. Potencial de desarrollo de la infraestructura en el interior del país y en sus dos costas
6. Reforma tributaria efectiva a partir de enero 1 de 2007
7. Mayor parte del territorio nacional inexplorado
8. Cercanía con los grandes centros de demanda de combustibles como Estados Unidos

El nuevo contrato petrolero mejoró en forma sustancial la competitividad en relación con países interesados en atraer inversionistas internacionales para que asuman el riesgo exploratorio.

Parte de la mejora en la competitividad que ha venido demostrando Colombia se ha visto representada en los resultados de percepción, los cuales identifican como fortalezas en el país los términos fiscales, la estabilidad política y la estabilidad económica. Como aspectos para mejorar se identifican la prospectividad, la seguridad personal y la seguridad jurídica. Esto expone la evolución del país frente a las expectativas de los inversionistas.



Fuente: Encuesta ANH, 40 compañías petroleras que no invierten actualmente en Colombia

<sup>19</sup> Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P.

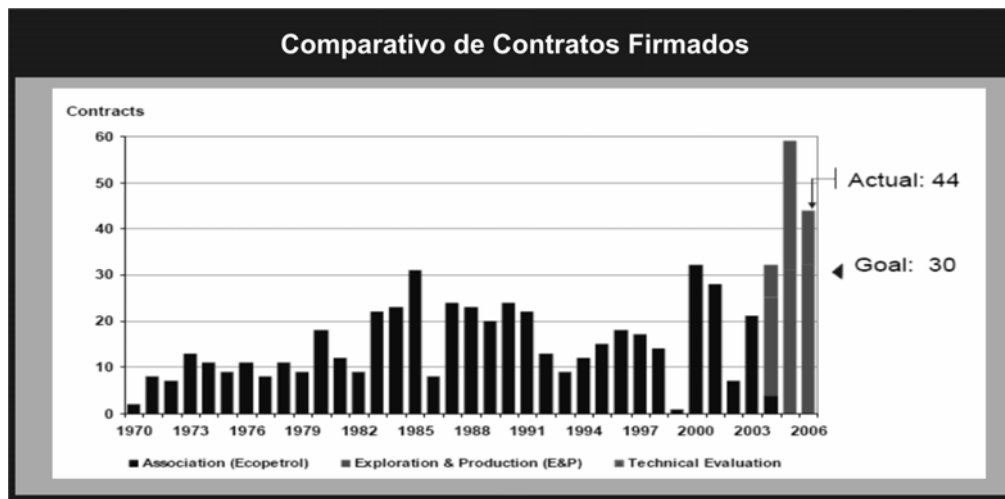


Esta situación se hace evidente al comparar el mapa de tierras del año 2003 con el de hoy. Se observa un incremento notable en la densidad de áreas contratadas, ya que mientras en el 2003 el área dedicada para exploración y producción era cerca del 14% de las áreas sedimentarias, para mayo del 2007 este porcentaje es alrededor del 43%. De las áreas contratadas en mayo de 2007, el 48% está asignado a empresas listadas en el TOP 100 del PIW 2006 (Petroleum International Weekly); 46%, a independientes establecidos, y 6%, a nuevas empresas, según registros de la ANH.

El volumen de las inversiones en el sector viene creciendo en la medida en que grandes, medianas y pequeñas empresas petroleras han puesto su interés en el país. Esta inversión ha llegado de la mano de las compañías con presencia histórica en Colombia, dentro de las que se destacan Occidental, Chevron, BP, Total, Petrobrás, RepsolYPF, Hocol y Perenco.

Así mismo, nuevas compañías están entrando o regresando al país. Es el caso de ExxonMobil que regresó después de casi una década. El listado lo complementan empresas como BHP Billiton, Burlington, Lukoil, ONGC, Sinopec, Petrolatina, Pacific Stratus, Talisman, Reliance y Gran Tierra, entre otras.

El ingreso de nuevas compañías ha dado una gran dinámica a la exploración en Colombia que se refleja en un mayor número de contratos firmados. En el 2006 se firmaron 44 nuevos contratos de exploración y producción y de evaluación técnica, cifra que supera en 14 la meta prevista, según los registros de la ANH.



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

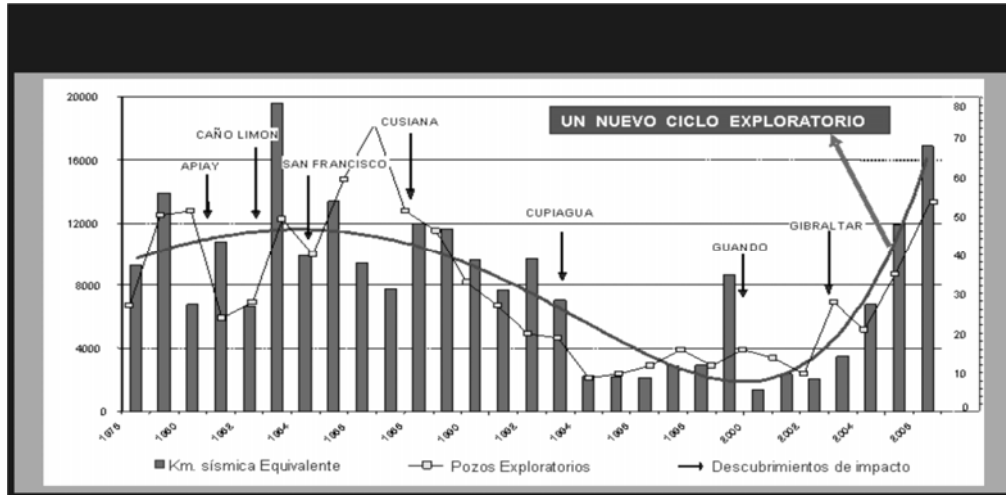
De igual forma, la participación del sector petrolero en la Inversión Extranjera Directa (IED) ha aumentado. Durante el período 2002 a 2005 dicha participación fue en promedio de 21%; y en el año 2006 llegó a representar 28%, con un valor que ascendió a USD1.770 millones.



Fuente: Banco República

Así, la actividad de la industria petrolera se convierte en un nuevo ciclo exploratorio en el país, como lo demuestra el incremento de pozos perforados y sísmica adquirida. El número de pozos A-3 en el año 2006 es otro factor que muestra la recuperación del

sector y la dinámica por la que atraviesa la industria: 56 pozos, de los cuales 11 arrojaron petróleo en superficie. Así mismo, se adquirieron 26.491 kilómetros de sísmica equivalente, superando en más de tres veces la meta prevista.



Fuente: Ecopetrol –Estadísticas de la Industria Petrolera

Se espera que la inversión petrolera para el 2007 supere los USD1.500 millones y que se logre un récord en perforación de pozos exploratorios. Hasta la fecha (mayo 2007) se han perforado 39 pozos, se están realizando trabajos en otros 9 y se tiene previsto realizar 20 más que ya fueron programados por parte de las empresas<sup>20</sup>. Este balance muestra que al finalizar el año se podrían tener cerca de 68 pozos exploratorios, lo cual aumenta las posibilidades de hallazgos.

Los resultados preliminares de algunos pozos ya dan cuenta de presencia de hidrocarburos<sup>21</sup>, cuyo potencial tendrá que ser estudiado y probado en los próximos meses por las diferentes compañías operadoras. En este grupo se destacan Cañada Norte-1 (LCN-1 ST), situado en el Valle Alto del Magdalena; Cóndor, ubicado en los Llanos Orientales; Mauritía Norte, en el Casanare; y Juanambú, en el departamento del Putumayo.

Las expectativas de mayores inversiones también se sustentan en la apertura de la licitación de la Ronda Caribe por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Este es el primer proceso internacional multi-bloques costa afuera en Colombia en el que se espera establecer un esquema de licitación internacional competitivo y transparente para que se pueda aplicar periódicamente en el futuro.

Según la ANH, el proceso de la Ronda Caribe se adjudicará en septiembre del 2007. Ofrece 13 bloques que poseen en conjunto 3.000 kilómetros cuadrados de área (740.000 acres), en el que se solicitará que los participantes ofrezcan un porcentaje de participación adicional al establecido en el contrato. El mejor postor tendrá la adjudicación de las áreas ofrecidas.

La ANH también anunció para el 2008 la primera ronda de crudos pesados, en la que ofrecerá 13 bloques en las cuencas de los Llanos y Caguán-Vaupés, que se adiciónarán al desarrollo que realizará Ecopetrol en la misma zona.

En los últimos años la dinámica del sector petrolero ha superado el promedio en kilómetros de sísmica y pozos A-3 perforados. Además de la actividad exploratoria realizada por las compañías petroleras, incluida Ecopetrol como la de mayor participación, la ANH ha enfocado sus recursos al “calentamiento” de áreas y a la apertura de nuevas fronteras exploratorias y cuencas aún inexploradas. Igualmente se han obtenido resultados en el recobro mejorado de campos maduros, campos marginales y crudos pesados, que han revertido la tendencia de declinación en la producción petrolera y el nivel de reservas. Por su parte, el gas natural muestra un crecimiento como resultado del Plan de Masificación de Gas Natural desarrollado en las últimas décadas y la mayor demanda en los sectores de generación, industrial y comercial, residencial y vehicular.

Otra tendencia del pasado reciente es la producción y comercialización de biocombustibles en el país y el inicio del proceso de internacionalización de Ecopetrol.

En materia de refinación se destaca el rompimiento del monopolio de Ecopetrol en el país debido al desarrollo conjunto con Glencore del Plan Maestro de la refinería de Cartagena. Respecto de las instalaciones de transporte, Ecopetrol conserva la

<sup>20</sup> Asociación Colombiana del Petróleo (ACP).

<sup>21</sup> Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

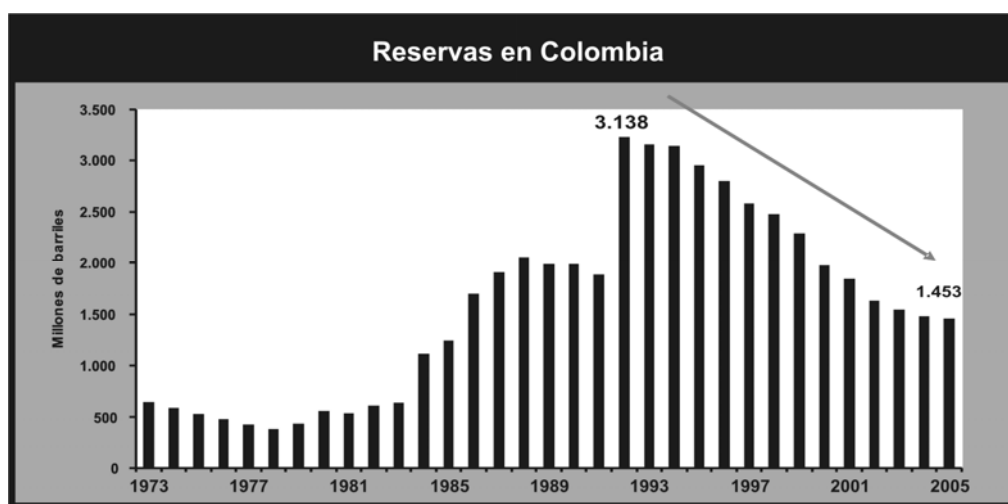
mayoría en la propiedad de oleoductos y poliductos del país, mientras que los gasoductos son en su gran mayoría de privados tras la venta de los activos de Ecogás a TGI (Transportadora de Gas del Interior).

#### 4.1.5.2 Reservas

Colombia, después de Venezuela, Brasil y Argentina, es el cuarto país en la región de Sur y Centro América con mayores reservas probadas de petróleo: 1,5 miles de millones de barriles<sup>22</sup>.

De las 18 cuencas sedimentarias con que cuenta el país, 7 poseen producción comercial: bajo, medio y alto Magdalena, Putumayo, Llanos, Catatumbo y Guajira. Sin embargo, la gran mayoría de la geografía nacional se encuentra inexplorada. Los recursos hidrocarburíferos potenciales por descubrir se estiman en 47 mil millones de barriles de petróleo equivalente<sup>23</sup>, de los cuales se calcula que hay un 55% en las cuencas activas, lo que -muestra que aún existe espacio para encontrar hidrocarburos en Colombia.

La evolución del inventario de reservas en las últimas décadas se ha basado principalmente en la incorporación en campos de petróleo como Caño Limón, en la década de los 80, y Cusiana y Cupiagua, en los 90. Con la excepción del campo Guando, en la última década no se han hecho hallazgos significativos, razón por la cual hasta el 2005 se observaba una disminución progresiva del inventario de reservas del país.

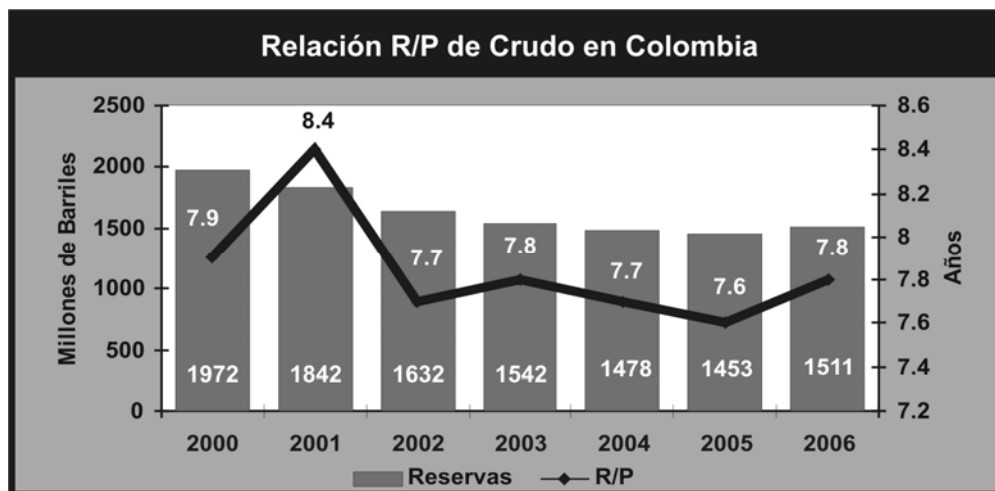


Fuente: Ecopetrol, Estadísticas de la Industria Petrolera

En el 2006 se logró adicionar reservas probadas por 252 millones de barriles, las cuales se discriminaron en 28,3 millones por nuevos hallazgos y 223,7 millones por revaluaciones de reservas. En ese año también se logró revertir la tendencia en la declinación de reservas en Colombia registrada desde 1999. Las reservas probadas de petróleo pasaron de 1.413 Mbbls en 2005 a 1.510 Mbbls en 2006. La relación de reservas/producción de crudo también aumentó levemente en el año 2006, alcanzando un valor de 7,8 años.

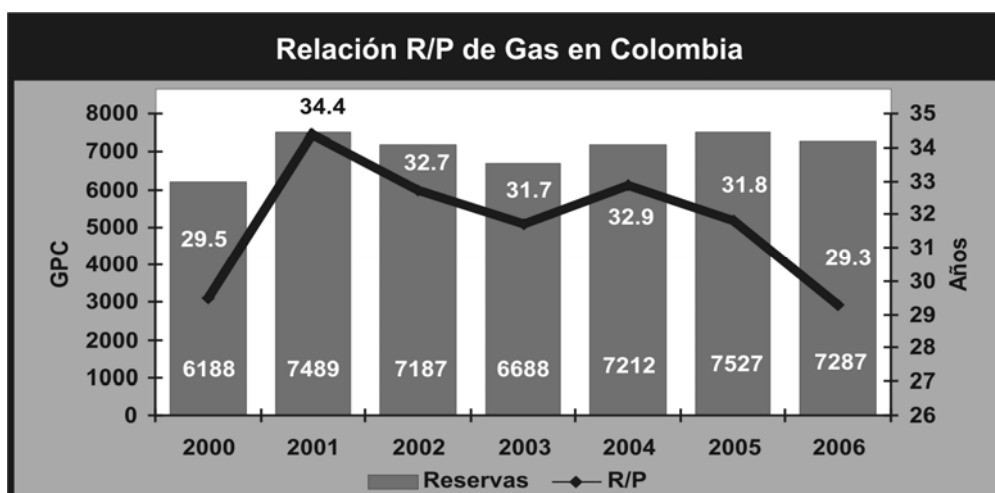
<sup>22</sup> www.anh.gov.co

<sup>23</sup> www.anh.gov.co



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

De acuerdo con las cifras presentadas por la ANH, las reservas probadas de gas en Colombia (comerciales y no comerciales) ascienden a cerca 7.287 Giga Pies Cúbicos con las cuencas de la Guajira y el piedemonte de los Llanos Orientales como las áreas de mayor potencial. En ese sentido, por el tamaño de las reservas de gas, Colombia ocupa el sexto puesto dentro del contexto de Latinoamérica y Centroamérica.



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. GPC = Giga Pies Cúbicos

#### 4.1.5.3 Exploración en Colombia

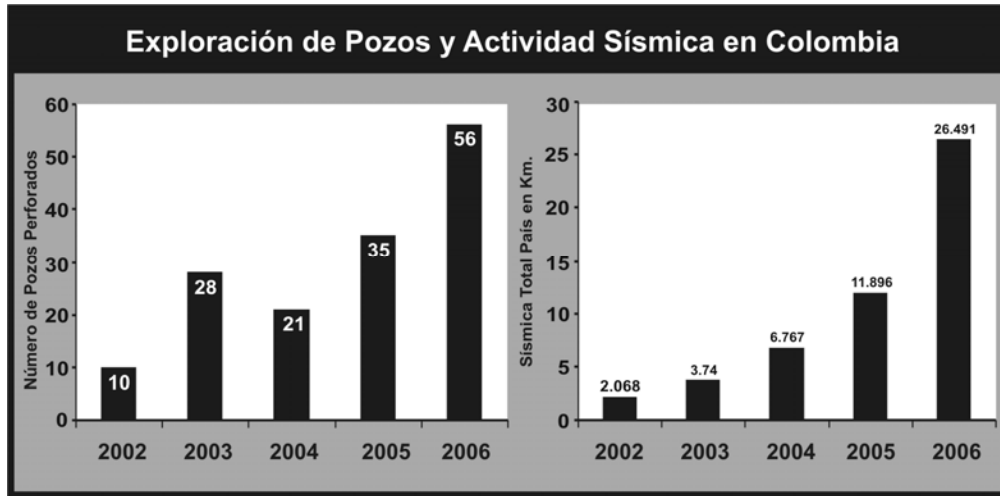
La exploración en Colombia ha aumentado. El número de pozos perforados ha pasado de 21 en el 2004, a 35 en el 2005 y a 56 en el 2006. Así mismo, los kilómetros de sísmica en el país han venido incrementándose al pasar de 6.767 en el 2004 a 11.896 en el 2005 y a 26.491 en el 2006.

Información de la ANH muestra que el total de área contratada en producción directa con Ecopetrol es de 803.171 Ha<sup>24</sup>; el área en asociación, de 925.769 Ha; en concesión, de 5.934 Ha, y bajo el control de ANH, de 11.209 Ha. El área de exploración directa de Ecopetrol es de 1.683.337 Ha, el área en asociación es de 2.250.819 y el área por adjudicar bajo ANH es de 8.487.713 Ha. Las cuencas de mayor actividad exploratoria son las de los Valles Superior y Medio del Magdalena, Putumayo, Catatumbo, La Guajira, Cordillera Oriental y Llanos Orientales.

<sup>24</sup> Ha: Hectáreas = 10.000 m<sup>2</sup>

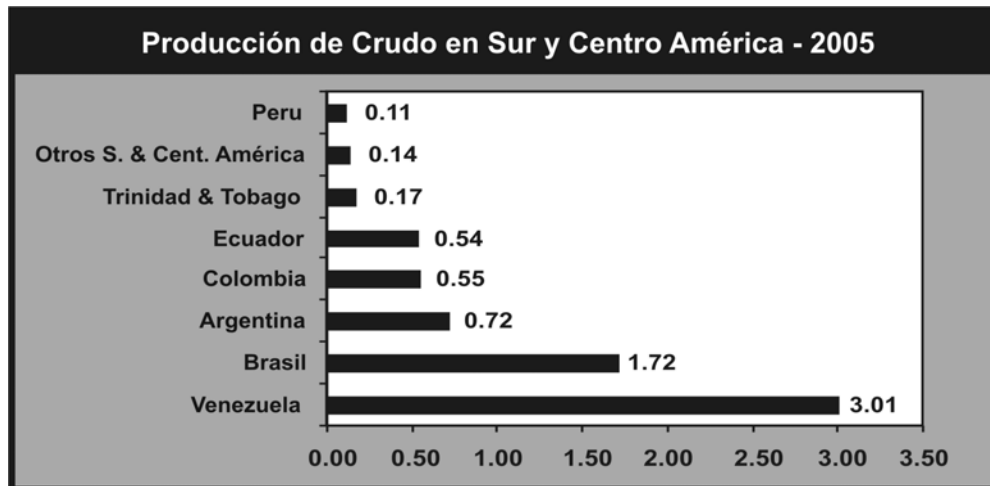
Las actividades exploratorias de Ecopetrol mostraron un repunte en el 2006 debido al aumento del presupuesto y de los contratos firmados. Así mismo, la actividad exploratoria (sísmica en dos dimensiones) pasó de 2.068 kms en el año 2000 a 26.491 kms, mientras que los pozos exploratorios perforados subieron de 10 en 2002 a 56 en el 2006.

En el año 2005 se creó el Fondo de Exploración Petrolera<sup>25</sup> con el objetivo de reactivar la actividad petrolera nacional, además de adicionar las reservas de pozos menores. La siguiente ilustración, destaca los resultados de la gestión en el sector desde el año 2003.



#### 4.1.5.4 Producción

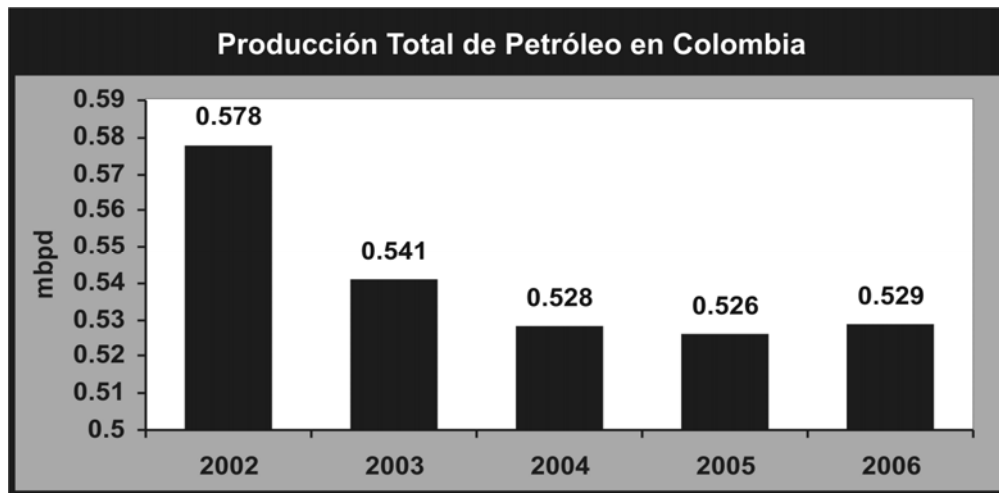
Colombia está entre los cinco mayores productores de crudo en la región de Sur y Centro América. Para el año 2005, el país ocupaba el cuarto lugar de producción detrás de Venezuela, Brasil y Argentina.



Fuente: BP Statistical Review 2006

La tendencia de declinación en la producción colombiana que se venía presentando desde 1999 se revirtió levemente en 2006.

<sup>25</sup> El Fondo de Exploración petrolera fue creado para permitir la entrada de inversión de la pequeña y mediana industria petrolera y por la dificultad de obtener recursos para dicha inversión. Es un fondo que aporta capital para el desarrollo de proyectos.



Fuente: Informe Año 2006 Ecopetrol

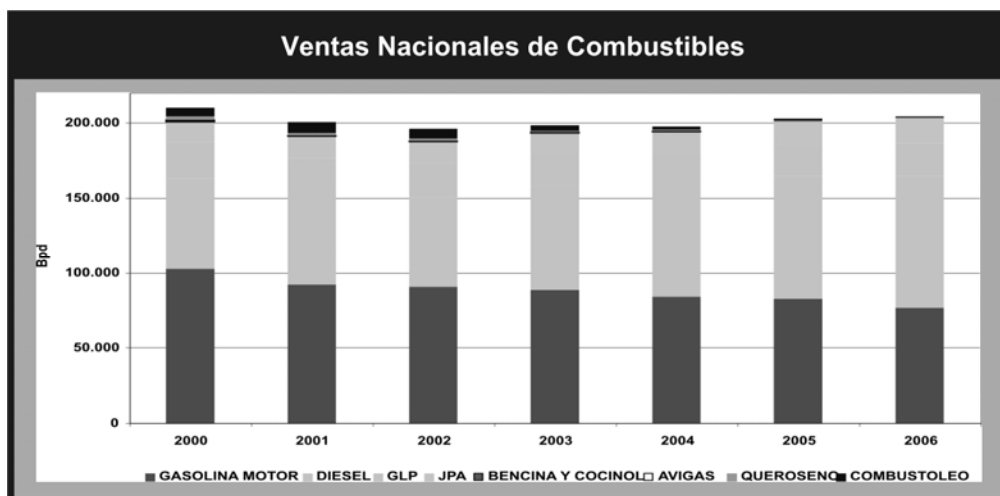
Del total del crudo extraído durante el 2006, el 59% corresponde a contratos de asociación; el 30%, a Ecopetrol bajo su explotación directa, y el 11%, al esquema de concesiones.

La producción de gas pasó de 649 Millones de pies cúbicos por día (Mpcd) a 699 Mpcd.

#### 4.1.5.5 Demanda

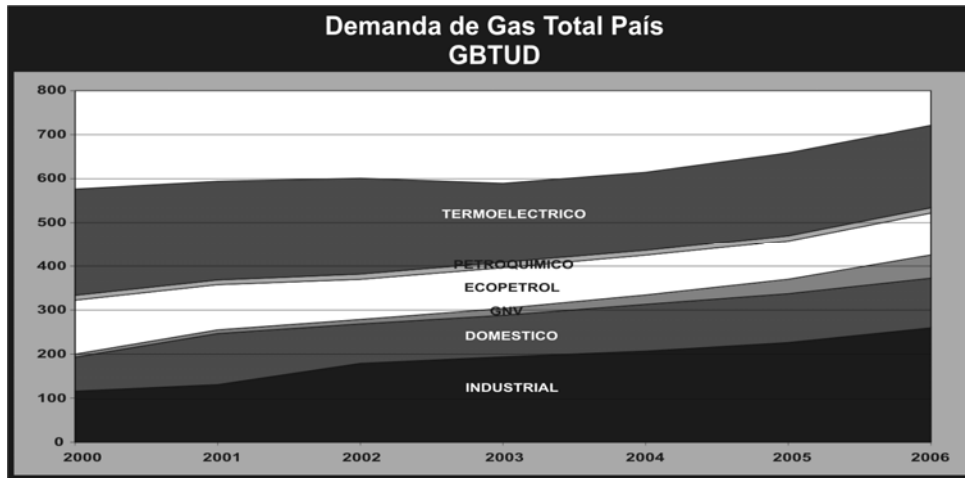
La demanda nacional de hidrocarburos líquidos se compone principalmente por gasolinas (extra, regular, bencina y avigas), GLP, destilados medios (jet, kerosene, diesel y diesel marino), gas natural y otros refinados. Dado que la proporción de gasolina y diesel en el total de la demanda nacional es más del 75%, cambios en el comportamiento de estos combustibles afectan el total de la demanda.

El consumo de combustibles en Colombia registró una disminución del 2,2% compuesto anual, al pasar de 0,26 Mbpd en 1995 a 0,23 Mbpd en el 2006. Este decrecimiento se debió a la menor utilización de gasolina en el país, explicada por factores de mayor eficiencia de los motores, la implementación de sistemas de transporte masivo en las principales ciudades, la penetración del gas natural vehicular (GNV), el ingreso del etanol en una proporción del 10% en mezcla con gasolina, la restricción en el flujo vehicular por medidas de Pico y Placa, y la elasticidad de la demanda por el incremento en el precio local del combustible.

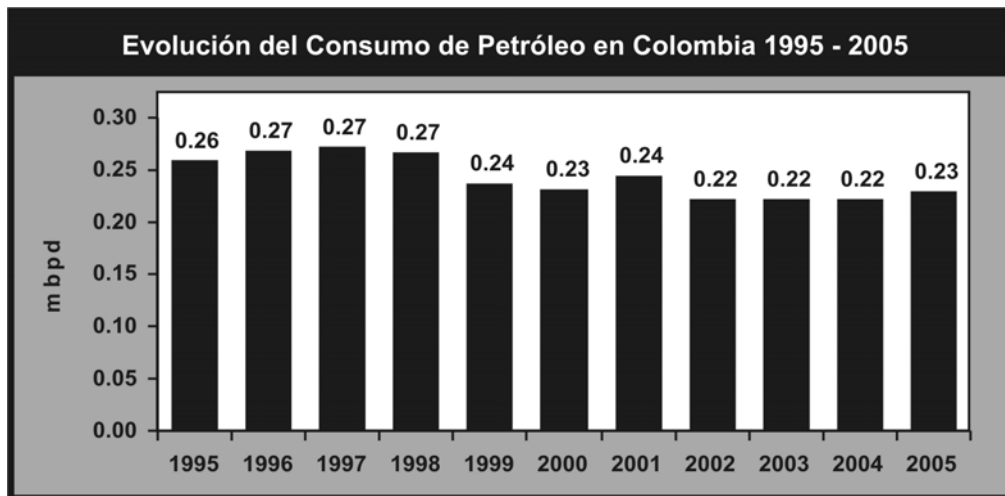


Sin embargo, el diesel registró un comportamiento contrario. El consumo de este combustible aumentó como consecuencia del mayor subsidio en su precio frente a la gasolina y a medidas de repotenciación del parque automotor de carga. A esto se sumó el comportamiento de la economía y el crecimiento en el transporte de carga.

En cuanto al gas natural, la demanda nacional ha crecido de 576 Gbtu en 1995 a 721 Gbtu en 2006 (67%), impulsado principalmente por el crecimiento de la demanda del sector industrial y el GNV.

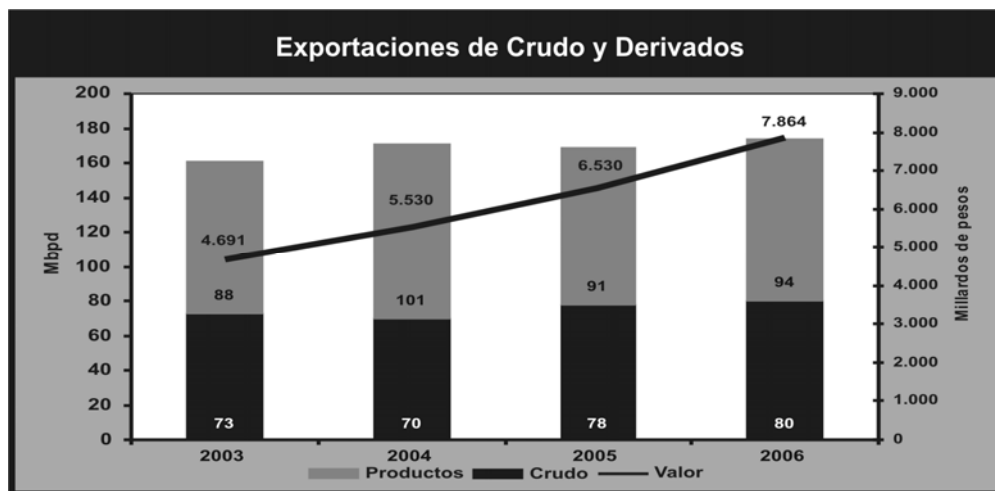


El sector térmico ha presentado varios periodos de demandas altas ocasionados principalmente por los fenómenos climáticos, a lo que se han sumado incrementos en los sectores residencial y comercial. Para los próximos años se prevé un aumento adicional de la producción por cuenta del inicio de las exportaciones a Venezuela.



Fuente: BP Statistical Review 2006 Utiliza datos de las estadísticas de Ecopetrol

#### 4.1.5.6 Exportaciones de crudo y derivados



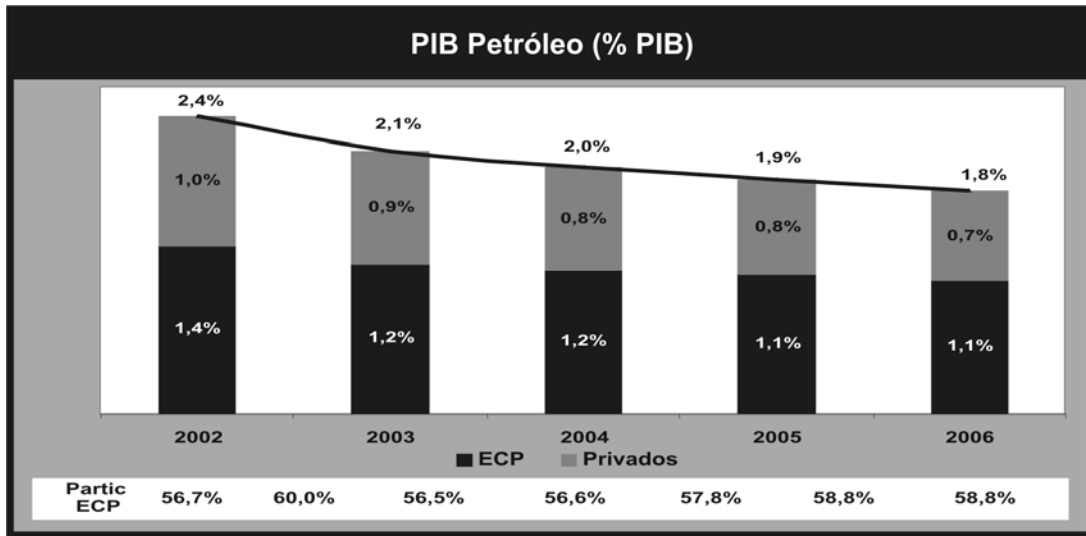
Fuente: Ecopetrol

Las exportaciones de crudo y derivados han presentado una tendencia creciente en los últimos cuatro años, no sólo en los volúmenes exportados, sino también en el valor total que alcanzó un record de COP7.864 millardos en el 2006, es decir un 20,42% más que en el 2005. Dicho record estuvo favorecido por el nivel de los precios internacionales del petróleo y la venta de 174 Mbd.

**4.1.6 Impacto de La Industria en La economía colombiana**

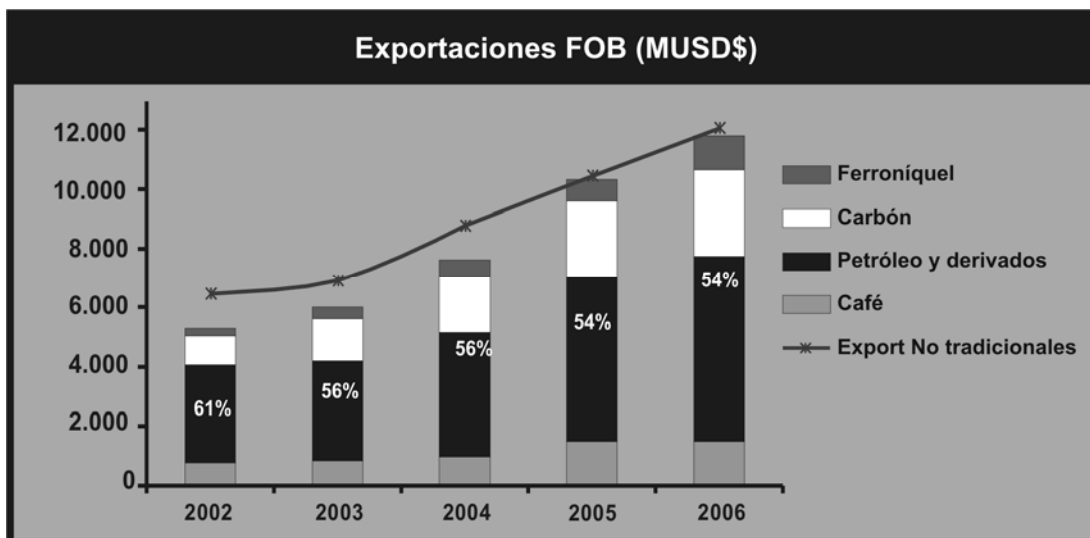
El petróleo ha sido una de las columnas de las finanzas públicas colombianas. Su aporte se refleja en la contribución al Producto Interno Bruto (PIB), en la inyección de recursos de capital extranjero a través de inversiones, en las transferencias a la Nación y en la participación en la balanza comercial del país.

El aporte del sector al PIB pasó de representar 2,4% en 2002 a 1,8% en 2006. La contribución de Ecopetrol dentro del PIB petrolero pasó de 56,5% en 2002 a 58,8% en 2006, debido al repunte de la producción de crudo proveniente de los campos que explota directamente la Empresa, frente a los que están en asocio con las compañías privadas.



\* Fuente: DANE y Cálculos de Ecopetrol (se refiere a Crudo y Gas)  
Fuente: Ecopetrol – Cálculos a partir de las cuentas nacionales publicadas por el DANE

Frente al total de las exportaciones del país, las de petróleo y sus derivados representaron el 26% en el año 2006. Así mismo, el sector representa el principal renglón de las exportaciones tradicionales (54%) con ingresos por USD6.328 millones, por encima de las exportaciones de carbón, café y ferróniquel.



Fuente: Banco de la República



#### 4.2 INFORMACIÓN GENERAL DE ECOPETROL S.A.

Ecopetrol es una sociedad pública por acciones dedicada al negocio del petróleo y gas, ranqueada en el puesto 35 entre las 100 principales petroleras del mundo y en el cuarto en Latinoamérica, según el Top 100 del Petroleum Intelligence Weekly (PIW) 2006.

A la fecha de este prospecto de información la Empresa opera directamente 104 campos de petróleo y gas y tiene participación en otros 163 en Colombia operados con terceros, mediante la figura de contratos de asociación, que la ubica como ser la primera productora de hidrocarburos en el país. Además, mantiene actividades de exploración en 21 bloques del territorio colombiano de manera directa y en 12 más participa en riesgo con otras compañías.

También cuenta con una red de transporte de aproximadamente 8.500 kilómetros de oleoductos y poliductos en todo el país, que convergen en los terminales de Coveñas y Santa Marta, en el Atlántico, y Buenaventura y Tumaco, en el Pacífico.

Tiene su propio centro de investigación y desarrollo, el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), que presta servicios técnicos especializados a través de sus 24 laboratorios y 29 plantas piloto.

En refinación, Ecopetrol tiene una capacidad instalada de más de 330 mil barriles de carga de crudo diarios, en las Refinerías de Barrancabermeja (250 kbpd) y Cartagena (80 kbpd), esta última en sociedad con Glencore y los demás accionistas que conforman la sociedad Refinería de Cartagena S.A. Estas dos refinerías suplen la producción nacional de combustibles que permite atender la demanda del país y la salida de productos de exportación. En Colombia operan, además, dos pequeñas refinerías en Apiay y Orito, en el centro y sur del país, respectivamente.

Hoy en día y desde hace muchos años, Ecopetrol es la empresa más grande del país tanto en activos como en patrimonio, ingresos por ventas y utilidades, como se muestra en los siguientes cuadros comparativos:

Empresas más grandes de Colombia por Activos 2006		
Puesto	Empresa	Activos 2006 (Millones de Pesos)
1	Ecopetrol	42.137.722
2	EEPPM	13.970.154
3	Bavaria	12.059.090
4	Cementos Argos	10.527.566
5	EAAB	6.433.749

Empresas más grandes de Colombia por Patrimonio 2006		
Puesto	Empresa	Patrimonio 2006 (Millones de Pesos)
1	Ecopetrol	20.835.746
2	EEPPM	11.285.872
3	Cementos Argos	6.494.059
4	Emgesa	4.902.063
5	Bavaria	4.797.007

Empresas con mayor utilidad en Colombia 2006		
Puesto	Empresa	Utilidad Neta 2006 (Millones de Pesos)
1	Ecopetrol	3.391.373
2	EEPPM	986.161
3	Comcel	936.137
4	BP Exploration	732.453
5	Cerromatoso	629.889

FUENTE: Revista Semana, Edición Especial, Abril de 2007

Al ser la mayor empresa estatal, Ecopetrol contribuye de forma significativa a la Nación por medio de de las transferencias, que para el 2006 fueron de COP9,6 billones, COP2,3 billones más que en 2005.



De los recursos girados a la Nación durante el 2006, la mayor participación correspondió a las regalías sobre producción de crudo con COP3,7 billones, seguida por las transferencias de utilidades del año 2005 por COP2 billones, el impuesto sobre la renta y otros por COP1,7 billones, el impuesto global por COP1,2 billones y el impuesto al valor agregado (IVA) por COP1 billón.

#### **4.2.1 Historia**

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. Se creó con un capital de COP500 mil pesos, una producción de 37.800 barriles diarios y una infraestructura evaluada en COP44 millones de pesos. En aquel año generó una utilidad de COP2,2 millones de pesos.

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, lubricante 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 Andian 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 USD35 millones, incluyendo el valor del 40% de las acciones del Oleoducto del Pacífico, perteneciente también a Intercol.

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 a principios del Siglo XXI, 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 de 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 ha continuado 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, refinación y transporte 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.

Ecopetrol es hoy la primera empresa del país, medida por ingresos, utilidades, activos y patrimonio, y la única empresa integrada en la cadena del petróleo y gas que opera en Colombia.

#### **4.2.2 La cadena de valor de Ecopetrol**

##### **4.2.2.1 Exploración**

La función principal de la Vicepresidencia de Exploración (VEX) de Ecopetrol es incrementar el volumen de reservas de hidrocarburos mediante el hallazgo de nuevas reservas de petróleo o gas, ya sea de forma directa, en asocio con terceros y/o mediante la compra de las mismas. Para realizar sus actividades la Empresa cuenta con un inventario de bloques exploratorios distribuido así:

Directamente: En áreas asignadas a Ecopetrol, sea Ecopetrol el operador o un tercero (farm out – Participación de capital de un tercero en bloques de Ecopetrol):

18 Bloques - Convenio de Exploración

5 Contratos de E&P firmados con la ANH

1 Contrato de Evaluación Técnica TEA vigente con la ANH

Participación en riesgo: Ecopetrol participa en riesgo en contratos de terceros (farm in):

6 Participación en Contratos de Asociación

3 Participación en contratos E&P de socios con la ANH

Contratos de asociación: Ecopetrol no participa en riesgo

18 Contratos de Asociación en exploración

En las áreas que se encuentran en explotación, ya sea en forma directa de Ecopetrol o de las asociadas

##### **4.2.2.2 Producción**

La Vicepresidencia de Producción (VPR) de Ecopetrol es responsable de la extracción de crudo y gas en una operación que incluye 104 campos directos y de 163 campos en asociación con 35 compañías petroleras.

La operación incluye la extracción, recolección, tratamiento, almacenamiento y bombeo o compresión de hidrocarburos, distribuidos en 18 departamentos en las regiones de Alto, Medio y Bajo Magdalena, Llanos Orientales, Costa Caribe y los departamentos de Putumayo, Cesar y Norte de Santander.

La operación se realiza a través de cuatro gerencias operativas (Regional Central, Regional Norte, Regional Sur y Magdalena Medio) y una gerencia técnica.

##### **4.2.2.3 Refinación y Petroquímica**

La Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica (VRP) de Ecopetrol se encarga de la refinación y de otros procesos industriales que transforman el crudo en combustibles, petroquímicos y otros productos requeridos por el mercado.

En refinación tiene una capacidad instalada de más 330 mil barriles de carga de crudo diarios, en las Refinerías de Barrancabermeja (250 Kbpd) y Cartagena (80 Kbpd). Esta última en sociedad con Glencore. Las dos refinerías suplen la mayor parte de la demanda nacional de combustibles y permite exportar los excedentes a través de los puertos. En Colombia operan,

adicionalmente, dos pequeñas refinerías en Apiay y Orito, en el centro y sur del País. Existe otra refinería en Tibú que no está en operación en la actualidad.

Las operaciones de esta área se centran en la refinería Barrancabermeja y también tiene a cargo la operación de la refinería de Cartagena, mediante el contrato de mandato con Refinería de Cartagena S.A. (RCSA), descrito en la sección 3.7.1.3 (ii).

La Gerencia Complejo Barrancabermeja, ubicada en la ciudad del mismo nombre en el departamento de Santander, ocupa una extensión de 254 hectáreas, procesa alrededor de 235 mil barriles de crudo diariamente, emplea cerca de 1.500 trabajadores directos y opera más de 40 plantas de procesamiento y de generación de energía, abasteciendo el 75% de los combustibles y el 55% de los productos petroquímicos que requiere el país para su desarrollo.

La Gerencia Refinería de Cartagena procesa cerca 80 mil barriles de crudo diariamente, emplea alrededor de 350 trabajadores directos, abastece al norte del país y exporta sus excedentes.

Algunos de los principales productos obtenidos de las refinerías son gasolina motor regular, gasolina extra, diesel, GLP (gas licuado del petróleo), turbocombustible (Jet A-1), combustóleo, avigas, parafinas, aromáticos, polietileno, bases lubricantes, disolventes, alquitrán aromático, azufre y asfalto base. En el futuro adicionará a su oferta propileno para uso en el área petroquímica.

#### **4.2.2.4 Transporte**

La Vicepresidencia de Transporte (VIT) de Ecopetrol se encarga del transporte y almacenamiento de hidrocarburos. Es el vínculo integrador entre los diferentes elementos de la cadena de valor del negocio petrolero, entre la oferta y la demanda de crudos, productos refinados y gas.

En Colombia, las redes de oleoductos, poliductos y los medios alternativos, tales como carrotaques y transporte marítimo y fluvial, han permitido conectar los campos productores con las refinerías y los centros de consumo con los puertos de exportación e importación.

La Vicepresidencia de Transporte orienta sus servicios al mercado del transporte de productos combustibles, petróleo crudo y sus derivados, operación y mantenimiento de sistemas de transporte, operación portuaria, servicios industriales y de ingeniería.

El servicio de transporte por poliductos en el país es prestado, con excepción del Poliducto Medellín–Rionegro, por Ecopetrol. La legislación actual permite que cualquier operador público, privado, nacional o internacional pueda participar en este mercado.

Los principales clientes en el segmento de refinados son los distribuidores mayoristas de combustibles. Así mismo, el área de Transporte contribuye al manejo de excedentes e importaciones.

El mercado del servicio de transporte de crudos está dirigido a las refinerías, los campos de producción de Ecopetrol, las compañías asociadas y otros productores de crudo para exportación. Los crudos de exportación son transportados por asociaciones de Ecopetrol como Caño Limón-Coveñas o por compañías privadas como Ocesa y Oleoducto de Colombia, en los cuales Ecopetrol tiene participación como socio y opera y mantiene la infraestructura. La más reciente inclusión a la operación de la Vicepresidencia de Transporte es el Oleoducto Colombia, a partir del 1 de septiembre de 2006.

#### **4.2.2.5 Suministro y mercadeo**

La Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo (VSM) de Ecopetrol tiene como principal objetivo satisfacer los requerimientos del mercado nacional e internacional en materia de hidrocarburos y sus derivados mediante la planeación comercial y operativa de la cadena de valor de Ecopetrol.

#### **4.2.2.6 Áreas Centro Corporativo**

Para soportar el negocio Ecopetrol cuenta con un área corporativa donde se soportan los procesos de compras y contratación, tecnología, responsabilidad integral, financiero, planeación, Recursos humanos, y el Instituto Colombiano del Petróleo que como centro de investigación y desarrollo apalanca el proceso de conocimiento de tecnología de la Empresa.

#### **4.2.3 La transformación de Ecopetrol**

En el 2003 el gobierno colombiano reestructuró a Ecopetrol con la intención de hacerla más competitiva y abrirle el camino hacia la internacionalización.

Dicha transformación se plasmó en Decreto Ley 1760 del 26 de junio de 2003 que modificó su estructura orgánica y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 2931 del 7 de julio de 2003, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá D.C.

La transformación hizo que se escindieran de Ecopetrol las labores como administrador del recurso petrolero, para lo que se creó una nueva entidad: la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Por su parte, Ecopetrol se concentró en sus actividades comerciales dentro del nuevo escenario de la industria petrolera colombiana, en la que la empresa debería competir, en

igualdad de condiciones, con los otros jugadores de la industria por las áreas de exploración y producción que administra la ANH.

El cambio se ha traducido en un incremento en las actividades exploratorias en Colombia en los últimos tres años, como lo demuestran las estadísticas de pozos A-3 perforados, kilómetros de sísmica levantados y número de contratos suscritos por la ANH.

Adicionalmente, la transformación le ha permitido a Ecopetrol sellar alianzas con un grupo de las más importantes petroleras del mundo y ampliar las inversiones con la mayoría de las empresas con las que ha tenido asociaciones en el pasado en Colombia.

Entre las alianzas de los últimos años se destacan las realizadas con ExxonMobil y Petrobrás para el bloque Tayrona; con Glencore para la ampliación de la refinería de Cartagena; con Petrobrás, para el desarrollo del campo Tibú; con OXY para el desarrollo del campo La Cira-Infantas; con BHP Billiton para la exploración en la cuenca Offshore del Caribe y con PDVSA para la construcción del gasoducto binacional y el comercio internacional de gas.

Así mismo, en asociación con Chevron se han incrementado las inversiones en los campos de gas de La Guajira en los dos últimos años: con BP y Total se puso en operación en el 2006 una planta de tratamiento de gas en Cusiana y con OXY se incrementaron las inversiones en el campo de Caño Limón. A esta lista se suman las más de 30 empresas que tiene Ecopetrol como socio en sus diferentes proyectos en Colombia.

El proceso de transformación que vivió Ecopetrol desde el 2006 también incluyó la reducción de la planta de personal y de costos, la optimización de los procesos de contratación y la adopción de una política de Gobierno Corporativo y de Responsabilidad Social Empresarial.

Por último, la expedición de la ley de capitalización (Ley 1118 de 2006), aprobada por el Congreso de la República a finales del año 2006, le permitirá a Ecopetrol levantar algunas restricciones que actualmente le dificultan retener su personal especializado, aprovechar su capacidad de endeudamiento y, en general, adquirir la autonomía necesaria en términos financieros y administrativos que le permitan competir en igualdad de condiciones en el nuevo contexto.

#### Resultados operativos

Los principales indicadores de Ecopetrol y de sus áreas operativas se presentan en el siguiente cuadro comparativo 2002 - 2006:

Indicador	Unidad	2006	2005	2004	2003	2002
<b>Reservas</b>						
Crudo y gas remanente Ecopetrol	Mbpe	1.752	1.610	1.602	1.420	1.517
Crudo y gas remanente Ecopetrol + socios	Mbpe	2.279	2.165	2.223	2.261	2.384
Crudo y gas reposición reservas Ecopetrol	%	199	83	88	58	n.d.
Crudo y gas reposición reservas Ecopetrol + socios	%	149	75	84	49	-4
Crudo remanente propiedad Ecopetrol	Mbbls	1.177	1.099	1.095	1.056	1.137
Crudo remanente Ecopetrol + socios	Mbbls	1.506	1.453	1.478	1.542	1.632
Gas reservas probadas Ecopetrol	Mbpe	574	511	506	363	n.d.
Gas reservas probadas Ecopetrol	Gpc	3.224	2.872	2.843	2.042	2.137
Gas reservas probadas Ecopetrol + socios	Gpc	4.342	3.996	4.187	4.040	4.225
Gas reservas no probadas Ecopetrol	Gpc	1.154	918	871	968	1.040
Gas reservas no probadas Ecopetrol + socios	Gpc	2.134	1.779	1.710	1.909	2.048
<b>Exploración</b>						
Sísmica Ecopetrol	Km Equiv.	3.773	855	2.481	1.651	512
Sísmica Ecopetrol + socios	Km Equiv.	4.584	2.668	6.767	3.470	2.068
Sísmica total País	Km Equiv.	26.491	11.896	6.767	3.740	2.068
Pozos A-3 Ecopetrol	Cantidad	4	9	1	3	1
Pozos A-3 Ecopetrol + socios	Cantidad	34	32	21	28	10
Pozos A-3 total país	Cantidad	56	35	21	28	10
Inversión Ecopetrol	MUSD	120	96	92	53	63
Inversión Ecopetrol + socios	MUSD	353	263	219	189	207
<b>Producción</b>						
Crudo y gas propiedad de Ecopetrol	Kbpd	385	376	367	367	n.d.
Crudo operación directa Ecopetrol	Kbpd	157	138	123	113	114
Crudo total propiedad Ecopetrol	Kbpd	316	311	306	292	322
Crudo Ecopetrol + socios	Kbpd	528	526	528	541	578
Crudo País	Kbpd	529	526	528	541	578
Gas natural para ventas país	Mpcd	699	649	620	582	603

Indicador	Unidad	2006	2005	2004	2003	2002
<b>Refinación</b>						
Cargas a refinerías	Kbdc	312,2	296,3	305,6	299,6	285,8
Factor de utilización	%	83,9	84,1	82,1	81,2	77,4

Indicador	Unidad	2006	2005	2004	2003	2002
Margen bruto de refinación	USD/bl	8,89	11,37	9,06	7,24	5,18
Paradas no programadas	Días	500	348	567	1.066	1.706
Transporte						
Volúmenes de crudo transportados	Kbdc	471,1	443,8	445,2	426,6	392,5
Volúmenes de refinados transportados	Kbdc	180,7	159,4	155,1	152,2	143,9
Hurto de hidrocarburos	Bd	942	1.601	2.942	5.777	7.270
Exportaciones						
Volumen	Kbdc	174	169	172	162	197
Valor	MUSD	3.312	2.822	2.110	1.654	1.723
Balanza comercial Ecopetrol	MUSD	2.960	2.454	2.005	1.541	1.615
Combustibles						
Gasolina ventas	Bpdc	76.490	82.389	84.444	88.612	89.096
Diesel ventas	Bpdc	88.560	81.863	74.681	61.925	61.076
Gas natural consumo país	Gbtud	721	659	615	589	601
Responsabilidad integral						
Inversión social total Ecopetrol	Millones COP	40.461	34.391	30.090	30.176	38.886
Finanzas						
Ingresos operacionales	Billones COP	18,4	15,5	13,1	11,5	9,8
Utilidad operacional	Billones COP	4,76	4,50	3,87	3,01	2,13
Ebitda	Billones COP	8,07	6,84	5,71	4,47	3,85
Utilidad neta	Billones COP	3,39	3,25	2,11	1,59	1,34
Activos	Billones COP	42,1	32,7	27,9	26,2	24,4

Fuente: Ecopetrol para las cifras de la empresa y sus socios, ANH para las cifras del país.

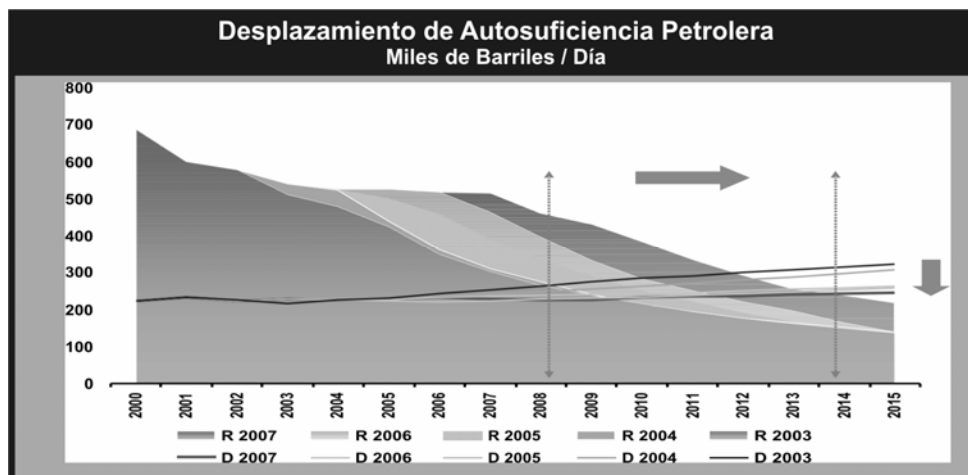
Al cierre de diciembre 31 del 2006, Ecopetrol contaba con reservas probadas por 1.752 millones de barriles de petróleo equivalente (Mbpe), de las cuales el 68% corresponde a crudo y el 32% restante a gas. La cifra representa un incremento superior al 9% frente a los 1.610 Mbped de 2006.

El índice de reposición de reservas de Ecopetrol fue de 199% en el 2006, superior a los 86% y 66% de los años anteriores. Este indicador se explica por la incorporación de 283 millones de barriles de petróleo equivalentes (Mbpe) en el año, los cuales estuvieron concentrados principalmente en campos maduros (111,33 Mbpe), proyectos de crudos pesados (46,6 Mbpe) y gas (87,98 Mbpe).



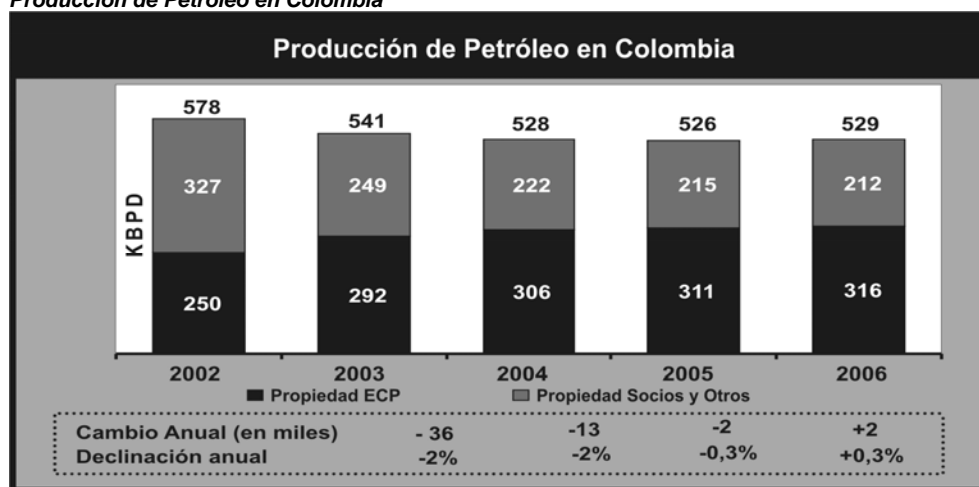
Fuente: Ecopetrol.

Este resultado obedeció principalmente al esfuerzo por aumentar el factor de recobro en campos maduros y al desarrollo de crudos pesados, dos de las principales estrategias utilizadas actualmente en el mundo para reponer los hidrocarburos producidos cada año.



En el año 2007 se logró la aprobación de un presupuesto para el portafolio de inversiones de Ecopetrol por USD2.065 millones, superior a los cerca de USD1.255 millones de 2006 y más del triple de lo invertido por año en el periodo 2002-2004.

#### 4.2.3.1 Producción de Petróleo en Colombia

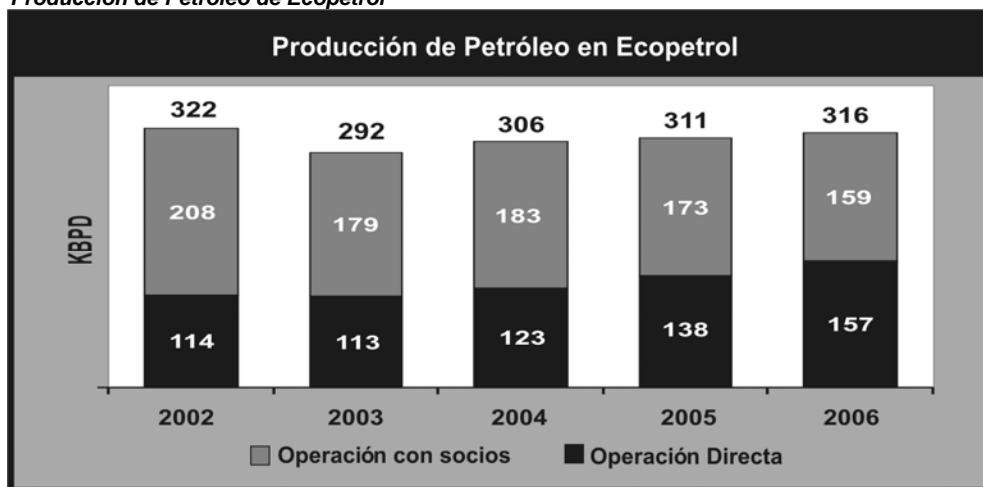


Como resultado de las inversiones realizadas, el promedio total de producción diaria de Ecopetrol fue de 316.000 bpd, superior en 66.000 Bpd a la con que se contaba en el año 2002. Así mismo, la producción de gas fue superior en 16% para el mismo periodo, pasando de 603 Mpcd a 699 Mpcd. La producción total para el año 2006 ascendió a 385.000 barriles equivalentes de petróleo por día, 2% superior a los del año anterior.

Por su parte, la producción directa de Ecopetrol, es decir, aquella que se extrae en sus los campos que opera, aumentó 38% entre el 2002 y el 2006 al pasar de 114.000 Bpd a 157.000 Bpd. Dicho incremento contribuyó a que la producción total del país subiera de 526.000 bpd en 2005 a 529.000 Bpd, situación que no se producía desde el año 1999.

<sup>26</sup> ECP = Ecopetrol

#### 4.2.3.2 Producción de Petróleo de Ecopetrol

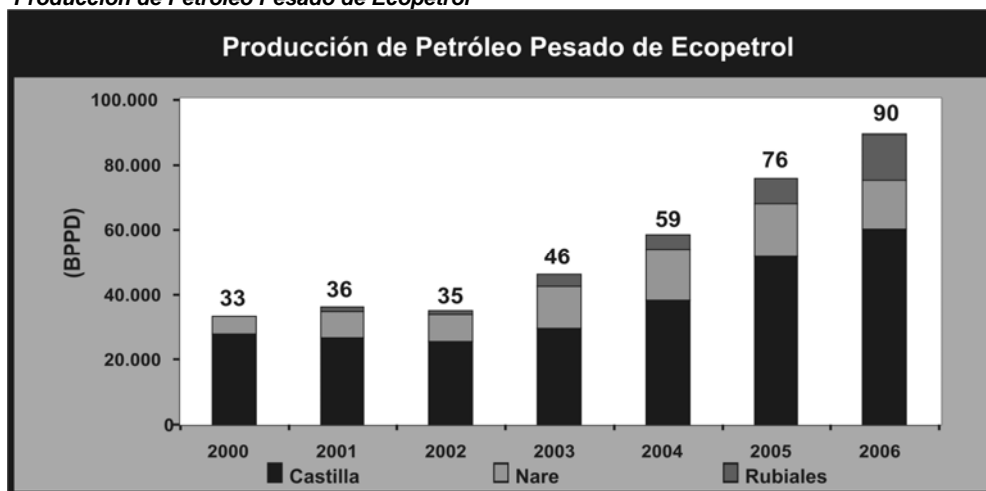


Fuente: Ecopetrol

Uno de los factores que explican el incremento en la producción es la atención que se le ha dado a los crudos pesados, los cuales a partir del año 2002 han recibido una atención especial. Por eso en el campo Castilla se realizaron estudios de sísmica 3D, y actualmente sigue la campaña de desarrollo, a la par con la ampliación de facilidades y adecuación de oleoductos y refinerías.

Algo similar ha ocurrido en los campos Rubiales y Nare-Teca, los cuales a pesar de haber sido descubiertos hace varios años, están en delimitación, y para su crecimiento dependen del desarrollo de las facilidades necesarias para su comercialización. En total en el periodo se han adelantado inversiones por USD 520 millones.

#### 4.2.3.3 Producción de Petróleo Pesado de Ecopetrol



Fuente: Ecopetrol

El desarrollo de los campos maduros hace parte de la estrategia de Ecopetrol para incrementar los volúmenes de producción y de reservas, dado que la mayor parte de los campos del país están en dicha categoría. Sin embargo creemos que estos yacimientos, que fueron descubiertos hace más de 20 años, aún guardan un número importante de reservas que pueden ser drenadas con la aplicación de nuevas tecnologías y agresivas campañas de perforación de desarrollo.

En ese sentido, Ecopetrol ha enfocado sus actividades en mejorar la productividad de varios campos de operación directa y otros asociados. Como resultado de esta estrategia la Empresa ha incrementado la producción de sus campos directos en más del 10% anual en los últimos años. Sólo en el 2006 produjo 19 Kbpd más que en el 2005.

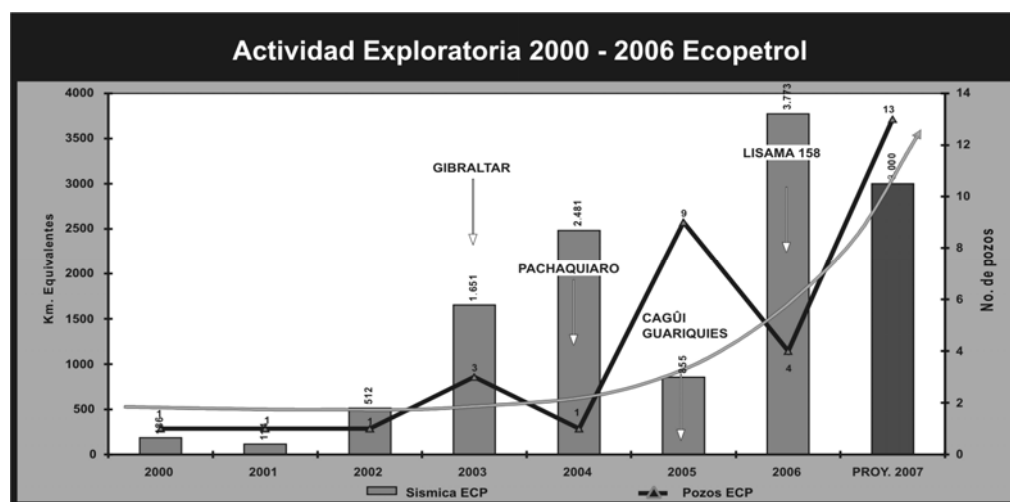
Algunos de los campos en los que se han obtenido importantes resultados tanto en forma directa como con socios son: Yariguí, Tenay, La Cira-Infantas (alianza Oxy-Ecopetrol), Casabe (alianza Ecopetrol-Schlumberger), Cusiana-Cupiagua-Floreña y Pauto (en asocio con BP-Tepma), Caño Limón-Caño Yarumal (en asocio con Oxy), Guando (en asocio con Petrobrás). Adicionalmente, en el 2006 se seleccionó a Petrobrás como socio estratégico para el desarrollo adicional del campo de Tibú.



En campos maduros de gas natural, se han adelantado inversiones en Chuchupa, donde mediante la perforación de 3 pozos en una nueva plataforma marina se incrementó su capacidad de producción en cerca de 210 Mpcd, logrando una capacidad máxima de 610 Mpcd, que le permite al país satisfacer la demanda de este combustible y generar un excedente para exportar a Venezuela. En Cusiana, se llevó la planta de gas a una capacidad de tratamiento de 200 Mpcd.

Para el desarrollo de gas fueron significativos el inicio de la construcción del gasoducto a Venezuela, y los avances en el plan de gas natural vehicular (72.247 vehículos convertidos en el 2006, y un total de 156.361 en los últimos 5 años). El efecto combinado de aumento en la oferta y estímulo de la demanda elevó las ventas de gas desde 603 Mpcd en el 2002 hasta 699 Mpcd el año pasado.

En el campo exploratorio, las cifras muestran un fortalecimiento significativo: de los 10 pozos exploratorios perforados por Ecopetrol y sus socios en 2002 se pasó a 34 en el 2006, 4 de ellos en forma directa. Así mismo, se aumentaron en 3.261 los 512 kilómetros equivalentes de sísmica de cinco años atrás.



Fuente: ECOPETROL

Aunque no ha habido un gran descubrimiento, se han hallado recursos petrolíferos en diversos pozos exploratorios: Gibraltar, Pachaquiario, Cagúí, Guariquies y Lisama-158. Todos ellos están en evaluación y delimitación, a la espera de la definición de comercialidad.

En el 2006 Ecopetrol inició el proceso de internacionalización de sus operaciones, uno de los ejes centrales de su estrategia de crecimiento para los próximos años. En asocio con Petrobrás, la empresa fue seleccionada para explorar el bloque Tucano 156 en Brasil. Ecopetrol participa con el 30% en este proyecto y operará el bloque, mientras Petrobrás tiene una participación del 70%.

Reducir el impacto al medio ambiente hace parte de las políticas de responsabilidad social de Ecopetrol y, como parte de su compromiso con el país, la empresa trazó un plan hasta 2010 para mejorar la calidad de sus combustibles.

En materia de refinación, como parte de la estrategia de crecimiento, Ecopetrol seleccionó en agosto de 2006 a Glencore Internacional AG como socio estratégico para la expansión de la refinería de Cartagena, proceso que culminará hacia finales del 2010 y que busca incrementar su capacidad a cerca de 150.000 Bpd, mejorar su capacidad de conversión para producir un mayor porcentaje de productos valiosos, como gasolina y diesel, y mejorar la calidad de los combustibles.

Para este último propósito se han definido 5 grandes iniciativas a ejecutar hasta el final de la década, con inversiones por más de USD1.500 millones. Estos son los proyectos:

**Planta de hidrotatamiento en Barrancabermeja.** Permitirá que la gasolina y el diesel producidos allí cumplan con la regulación ambiental nacional en cuanto al contenido de azufre en el 2010<sup>27</sup>. Las inversiones superan los USD420 millones.

**Modernización de la refinería de Cartagena.** Incluye la construcción de plantas de hidrotatamiento para cumplir con estándares internacionales actuales en gasolina y diesel. Con definición de la configuración de la refinería se garantizaron los recursos para el proyecto que se estima en más de USD880 millones.

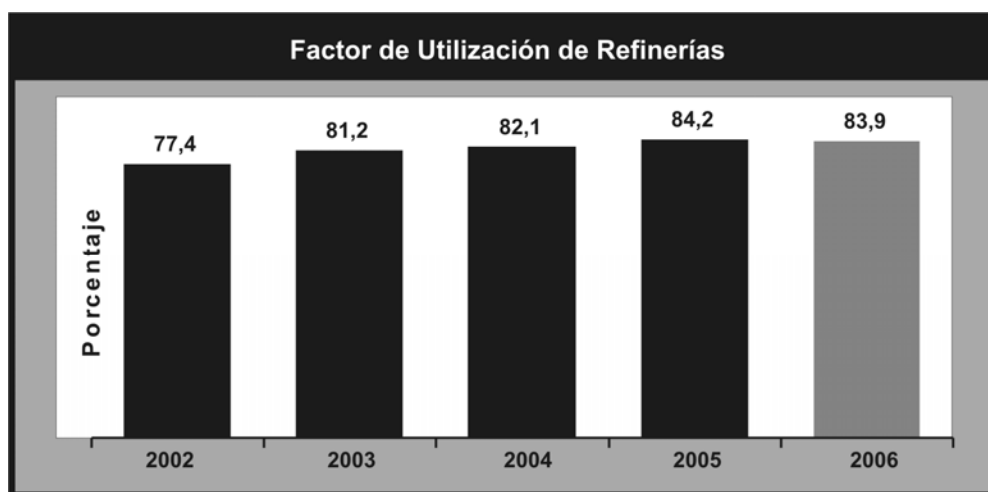
<sup>27</sup> La Resolución 1180 de 2006 señala los requisitos de calidad de combustibles.

**Importación de diesel de alta calidad.** Durante los próximos tres años se importará diesel de bajo contenido de azufre para mezclarlo con el nacional y así mejorar gradualmente su calidad mientras se construyen las plantas de hidrotreatmento en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena. Se espera poder importar al menos 5 Kbpd desde 2007. El presupuesto para este proyecto es de USD165 millones.

**Masificación del gas natural vehicular.** En los últimos cuatro años se pasó de cerca de 18 mil a 170 mil vehículos convertidos a gas en Colombia. El objetivo es llegar a 500 mil vehículos en el 2011. Con este fin, se constituyeron fondos por más de USD12 millones para incentivar las conversiones y reducir las emisiones de monóxido de carbono.

**Liderazgo en biodiesel.** Con un presupuesto de USD23 millones, Ecopetrol participará como inversionista en la construcción de varias plantas con capacidad esperada de 100 mil toneladas al año cada una. La mezcla se iniciará en el primer trimestre de 2008 y permitirá reducir entre el 3 y el 25% las emisiones de material particulado.

Estas iniciativas permitirán cumplir la normatividad nacional actual en cuanto a calidad de los combustibles, incluida la obligación de proveer diesel de menos de 50 ppm para el servicio de transporte público a partir de 2010<sup>28</sup>.



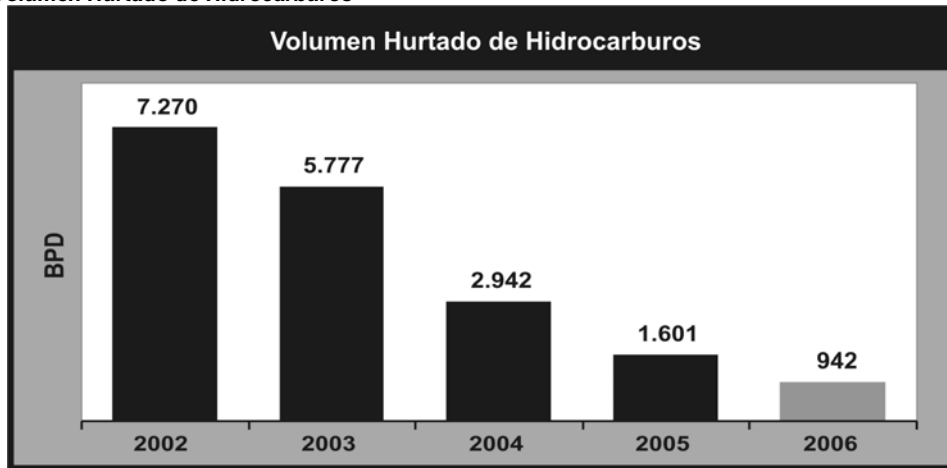
Fuente: Cálculos Ecopetrol

Frente a la confiabilidad de las refinerías, se lograron avances sustanciales en el periodo gracias a la implementación de programas de mantenimiento, que permitieron disminuir el número de paradas no programadas y optimizar la utilización de las plantas y equipos. Las cargas a las refinerías pasaron de 286 mil barriles día en el 2002 a 312 mil en el 2006.

El hurto de combustibles, que en el 2002 llegó a 7.270 barriles por día (Bpd), cerró cuatro años después con 942 BPD, producto de la estrategia integral que se desarrolló en coordinación con diferentes autoridades gubernamentales. Frente a 2005, el hurto de combustibles se redujo 41% y 87% en comparación con 2002.

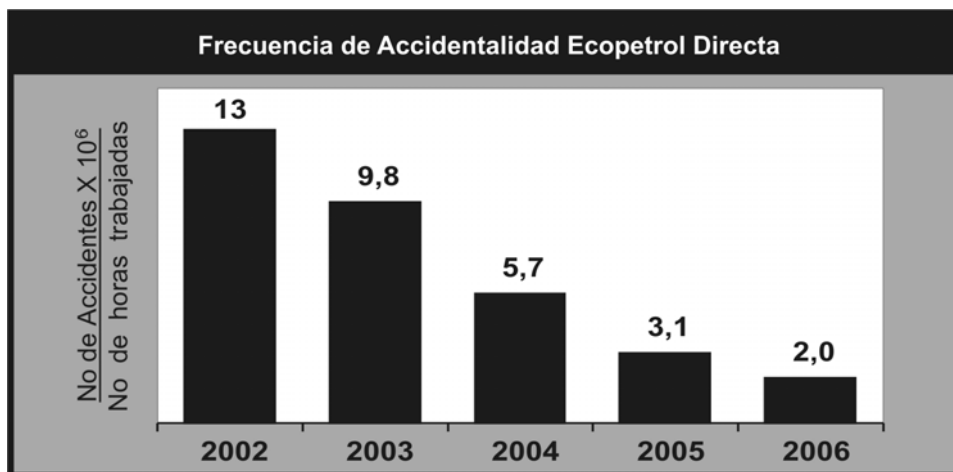
<sup>28</sup> Resolución 1180 de 2006

**4.2.3.4 Volumen Hurtado de Hidrocarburos**



Fuente: Ecopetrol

Como parte integral de la gestión empresarial se han hecho esfuerzos importantes para la reducción de la frecuencia de los accidentes en la operación directa de Ecopetrol, logrando avances en el periodo 2002-2006, pasando de 13 a 2 accidentes por millón de horas laboradas.



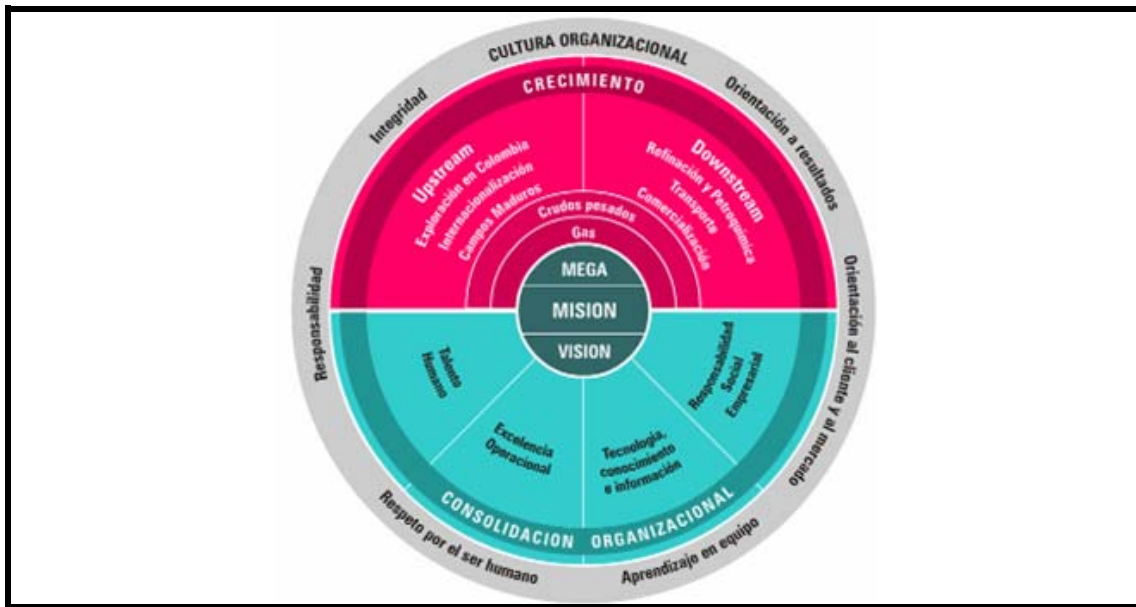
Fuente: Ecopetrol

**4.2.3.5 Resultados financieros**

Como resultado de la buena gestión operacional y los altos precios del petróleo, la Empresa ha obtenido utilidades crecientes a lo largo de los últimos años, los cuales se explican con mayor detalle en los capítulos 4 y 5 de este Prospecto

**4.3 MARCO ESTRATÉGICO**

El marco estratégico de Ecopetrol esta soportado en dos lineamientos estratégicos fundamentales: crecimiento y consolidación organizacional. Estas estrategias están dirigidas al logro de la Misión y la Visión de la Empresa, y de una meta retadora denominada MEGA.



Fuente: Ecopetrol

### **MISIÓN**

En Ecopetrol se crea riqueza y bienestar para todos los colombianos.

### **VISIÓN**

Ecopetrol será una empresa internacional de petróleo y gas, altamente competitiva, con un talento humano de clase mundial y socialmente responsable.

### **MEGA**

La estrategia de crecimiento está expresada en términos del cumplimiento de una meta de producir 500 mil barriles de petróleo equivalente propios por día en el 2011. Hoy en día la Empresa produce 380 mil barriles de petróleo equivalente propios por día.

#### **4.3.1 ESTRATEGIA DE CRECIMIENTO**

La información contenida en la presente sección, los beneficios esperados de los proyectos en curso, y las demás cifras futuras explicadas son estimaciones, expectativas y cálculos preliminares preparados por Ecopetrol. La obtención de los beneficios esperados depende de factores ajenos al control de Ecopetrol y se encuentra afectada por los factores de riesgo previstos en la sección 3.6 de este Prospecto.

Para lograr la meta de crecimiento en la producción de crudo y gas, Ecopetrol tiene en marcha un plan estratégico de inversión que incluye la incorporación de nuevas reservas de crudo y gas mediante la exploración y adquisición de activos en Colombia y en el exterior, el incremento de la producción a través del desarrollo de los campos maduros, y el desarrollo de los crudos pesados y el gas.

Este plan de inversiones se estima en USD12.000 millones para el periodo 2007 – 2011, de los cuales para este año se cuenta con USD2.065 millones, cifra superior a los cerca de USD1.400 millones disponibles en el 2005 y más del triple de lo invertido en promedio por año entre el 2003 y el 2005.

##### **4.3.1.1 Exploración en Colombia**

Esta estrategia busca incrementar la actividad exploratoria en el país que actualmente tiene una participación cercana al 62% de las áreas bajo exploración en Colombia.

La estrategia de exploración definida por la Empresa incluye áreas frontera, es decir, con bajo conocimiento exploratorio, como en el caso de la cuenca del Pacífico y San Andrés, la exploración costa afuera (Bloque Tayrona y Fuerte) y cerca de campos productores, los cuales si bien son de bajo riesgo exploratorio su materialidad puede ser baja.

En el 2006 se avanzó en la materialización de esta estrategia, especialmente en la costa afuera del mar Caribe y a lo largo del Valle del río Magdalena. Uno de los negocios más importantes se concretó con la compañía australiana BHP Billiton para explorar 950 mil hectáreas que comprenden los bloques Fuerte Norte y Fuerte Sur, en el Caribe colombiano, en los que Ecopetrol participa con el 25%. Esta área se suma a las 197 mil hectáreas en la baja Guajira del contrato de evaluación técnica (TEA) que suscribió Ecopetrol con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y con la que amplió su actividad exploratoria en el norte de Colombia, una región altamente prospectiva.

En el país se reportaron 15 pozos con presencia de hidrocarburos, de los cuales 11 se terminaron en el 2006 y fueron perforados por Ecopetrol y sus socios. Los demás corresponden a campañas de años anteriores. Los recursos contingentes asociados a estos pozos ascienden a 118 millones de barriles de petróleo equivalente (Mbpe), de los cuales Ecopetrol participó con 47 Mbpe.

Es así como, el resultado exploratorio del país en 2006 fue del 32%; sin embargo es importante señalar que la mayor parte de estos recursos corresponde a descubrimientos de menor magnitud. Aunque en los últimos años la Empresa ha incrementado de manera importante su actividad exploratoria, no se han producido grandes descubrimientos de hidrocarburos como los realizados a principios de los 80, con Caño Limón, y de los 90, con Cusiana y Cupiagua.

Por otra parte, en desarrollo de la estrategia de explorar cerca de campos de producción en el 2006, Ecopetrol perforó los pozos Guariques y Lisama 158 P en el Valle Medio del Magdalena. Lisama158P probó hidrocarburos a una tasa de hasta 3 Kbpd y 3 millones de pies cúbicos de gas por día (Mpcd). El potencial de recursos de estos descubrimientos esta en evaluación mediante la ejecución de pruebas extensas este año.

En el 2006 también se concretó la firma de 14 convenios de exploración y explotación con la ANH sobre áreas de operación directa de Ecopetrol y se avanzó en los trabajos previos a la perforación en los prospectos de alto impacto como Zeus, Tierra Negra y Tayrona.

Para consolidar la estrategia exploratoria, la Empresa deberá multiplicar el esfuerzo tanto en imagen sísmica como en la perforación de pozos exploratorios (A-3). De esa forma, las proyecciones indican que Ecopetrol pasará de perforar directamente 13 pozos este año a entre 25 y 30 pozos por año del 2009 y el 2011. Todo ello requiere un mayor nivel de inversiones exploratorias el cual se estima en cerca de USD1.570 millones para el periodo 2007-2011.

Dentro de los principales proyectos de exploración que adelanta actualmente la Empresa –algunos en delimitación y otros próximos a iniciar perforación– se encuentran los siguientes:

Nombre Proyecto	Alcance
Tayrona	Área Frontera de alto potencial – gas – crudo liviano – mas de 25 oportunidades exploratorias
Fuente norte y sur	Área frontera de alto potencial – gas – crudo liviano- mas de 40 oportunidades exploratorias
Uribante – Zulia profundo	Área cerca de campos de producción
Lisama – Nutria	Descubrimientos en delimitación – Guariques y Lisama norte-1p
Playon	Descubrimiento en delimitación – Caqui
Caño sur	Crudos pesados
Gibraltar	Descubrimiento en delimitación – áreas adicionales intermedia y profunda
Homero	"Play" de Piedemonte
Cóndor	"Play" de Piedemonte
Río Horta – Zeus	Piedemonte cordillera oriental Valle Magdalena Medio.

#### 4.3.1.2 Internacionalización

El nuevo marco estratégico de la Empresa dio un giro importante al incluir la internacionalización como parte de la estrategia. Hasta hace muy poco tiempo, Ecopetrol exploraba solo en Colombia y en la mayoría de los casos a través de contratos de asociación y no en forma directa.

Con el nuevo enfoque se busca entonces convertir a Ecopetrol en una empresa internacional de petróleo y gas como lo son la mayoría de las empresas en la industria petrolera mundial incluyendo aquellas estatales o mixtas como Petrobrás. .

Esta estrategia, que le permitirá a la Empresa diversificar el riesgo exploratorio y ampliar el portafolio de oportunidades exploratorias más allá de las fronteras, se desarrollará a través de la compra de reservas, ola adquisición de activos exploratorios, o la exploración en bloques en otros países, y estará dirigida hacia Latinoamérica y el Golfo de México. Con ello se busca no solo activos de producción sino de exploración preferiblemente en posición minoritaria y no operadores.



En el 2006, la Empresa concretó el primer negocio internacional de exploración con la asignación del bloque Tucano 156 en desarrollo de la octava ronda de licitación de bloques exploratorios realizada por la Agencia Nacional de Petróleos del Brasil. Ecopetrol, con el 30%, será el operador del bloque. Petrobrás posee el restante 70%.

En general, para el desarrollo de esta estrategia se requerirán recursos de inversión por cerca de USD630 millones.

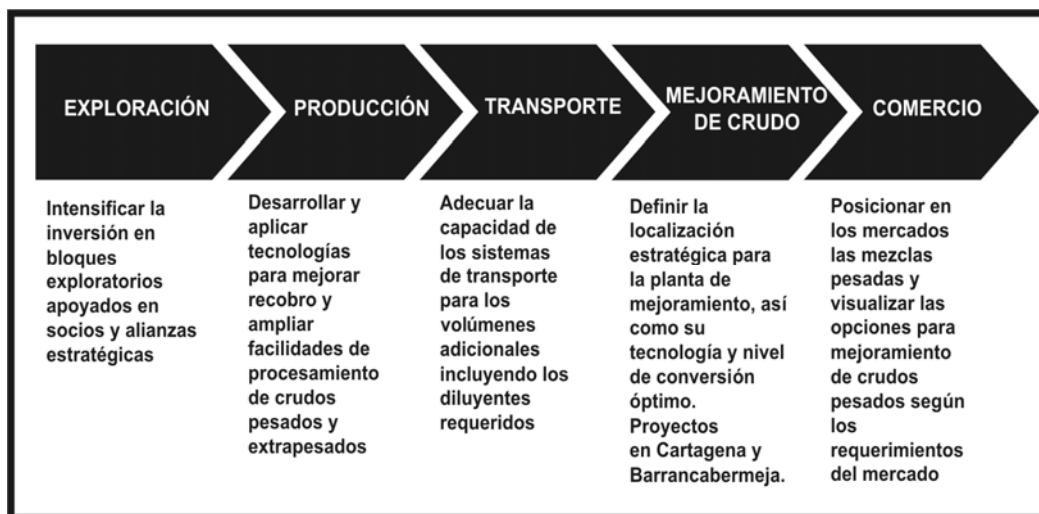
#### 4.3.1.3 **Crudos Pesados**

El desarrollo del potencial de reservas de crudos pesados es uno de los pilares fundamentales de la estrategia de crecimiento de la Empresa. Si bien son crudos de menor calidad y mayor costo de operación, los altos niveles de los precios internacionales del crudo han incentivado su explotación haciendo viables económicamente el desarrollo del potencial de reservas con que cuenta el país.

El potencial de estos crudos está concentrado en los campos del bloque Cubarral, principalmente Castilla, de operación directa de Ecopetrol; Nare-Teca, en asociación con la compa a Mansarovar (conformada por Sinopec de China y Ongc de la India); y Rubiales, con Metapetroleum. Rubiales y Castilla se localizan en la Cuenca Llanos Orientales y Nare-Teca en el Valle Medio del Magdalena.

En desarrollo de esta estrategia entre los años 2000 y 2006 se invirtieron cerca de USD567 millones lo cual permitió casi triplicar la producción de estos crudos, al pasar de cerca de 35 mil barriles promedio día (Kbpd) en el 2002 a cerca de 90 Kbpd en el 2006.

Los cálculos indican que con inversiones de USD2.800 millones la producción de crudos pesados podría llegar a ser del orden de 160 Kbpd hacia el 2010. Esta mayor producción estimada implica, a su vez, desarrollar otros proyectos a lo largo de la cadena de valor de la Empresa, como la adecuación de la infraestructura de transporte, el desarrollo de una planta de mejoramiento de la calidad del crudo para adaptarlo a las necesidades de carga de las refin rias, entre otros.



#### 4.3.1.4 Campos Maduros

El desarrollo de los campos maduros hace parte de la estrategia para incrementar los volúmenes de producción y de reservas, dado que la mayor parte de los campos del país está en dicha categoría. Sin embargo, estos yacimientos –que fueron descubiertos hace más de 20 años– aún guardan un número importante de reservas que pueden ser drenadas con la aplicación de nuevas tecnologías y agresivas campañas de perforación de desarrollo.

Esta estrategia busca optimizar el factor de recobro de los campos maduros, es decir, la relación entre la cantidad de petróleo extraído con respecto de la cantidad de petróleo original existente en el subsuelo. En promedio, el factor de recobro en el país es cercano al 20% frente al promedio de la industria en el mundo que es del orden del 40%.

El aumento del factor de recobro requiere la incorporación de nuevas tecnologías como inyección de agua y vapor y la perforación horizontal y multilateral. Para la incorporación de estas tecnologías Ecopetrol ha identificado y seleccionado socios con el conocimiento y la experiencia en este tipo de proyectos focalizándose en los campos de mayor materialidad.

En desarrollo de esta estrategia, la Empresa se ha enfocado en mejorar la productividad de varios campos de operación directa y otros asociados. Como resultado, ha incrementado la producción de sus campos directos en más de un 10% anual en los últimos años. Solo en el 2006 produjo 19 Kbpd más que en el 2005.

Ya sea de forma directa o con empresas socias, Ecopetrol ha logrado iniciar la recuperación de la producción en campos como Cantagallo, Casabe, Catatumbo, Cravo Norte, La Cira Infantas y Tenay, entre otros.

Estos son algunos de los resultados en crudo:

**Yariguí.** Localizado en el sur del departamento de Bolívar, este campo incorporó reservas probadas por 15,24 millones de barriles (Mbls) durante el 2006.

**Tenay.** Localizado en el departamento del Huila, este campo incrementó su producción en más del 59% mediante la perforación de dos pozos de desarrollo que le permitieron producir 1,17 Kbpd. Se invirtieron USD16,7 millones.

**La Cira-Infantas** (alianza Oxy-Ecopetrol). Su producción pasó de 5,3 Kbpd antes de iniciar el proyecto a 8,3 Kbpd en diciembre de 2006, con un incremento del 57%. Se perforaron 30 pozos (14 inyectores y 16 productores), se hicieron 300 trabajos de varilleo y otros 132 de reacondicionamiento. La inversión fue de USD88,6 millones.

**Casabe** (alianza Ecopetrol-Schlumberger). En el 2006 se perforaron 17 pozos y se realizaron 43 trabajos de reacondicionamiento, lo que permitió incrementar la producción de 6,8 Kbpd en el 2005 a 7,8 Kbpd en el 2006 e incorporar reservas por 8,51 Mbls.

**Cusiana-Cupiagua-Floreña y Pauto.** Localizados en el departamento de Casanare, estos campos operados por BP en asocio con Ecopetrol produjeron 116,5 Kbpd en el 2006. Se invirtieron USD282 millones en la perforación de tres pozos de desarrollo y trabajos de reacondicionamiento.

**Caño Limón-Caño Yarumal.** Con una inversión cercana a USD95 millones, durante el 2006 se realizaron 30 pozos de desarrollo y 42 trabajos de reacondicionamiento que ayudaron a mitigar la alta curva de declinación, la cual se mantuvo en el 13%. Occidental de Colombia es la operadora de estos campos en el departamento de Arauca.

**Guando.** Con una inversión de USD23,5 millones se perforaron diez pozos que aportaron más de 2 Kbpd adicionales a la producción del campo localizado en el departamento del Tolima, bajo la operación de Petrobrás.

Las proyecciones muestran que con inversiones del orden de USD2.600 millones la producción de campos maduros podría alcanzar 170 Kbpd en el 2011.

#### 4.3.1.5 Gas Natural

El objetivo de esta estrategia en gas natural consiste en incrementar las reservas, maximizar la producción en los campos actuales, hincar las exportaciones e incrementar la demanda nacional especialmente en los sectores residencial, industrial y vehicular. Para ello, la Empresa ha focalizado su esfuerzo en los campos de Chuchupa y Cusiana.



Fuente: Ecopetrol

**Tayrona y Fuerte.** En esta área de exploración se trabaja con socios como ExxonMobil, Petrobras y BHP Billington en los bloques Tayrona y Fuerte con el fin de incorporar reservas de gas en el Caribe colombiano.

**Guajira - Chuchupa.** Ubicado sobre el mar Caribe, en La Guajira colombiana, este campo incrementó su capacidad de producción en cerca de 210 Mpcd en 2006, logrando así una capacidad máxima de 610 Mpcd, que le permite al país satisfacer la demanda local de este combustible y generar un excedente para exportar a Venezuela. Los trabajos realizados por la operadora ChevronTexaco incluyeron la perforación de tres pozos y durante el 2007 se construirá la línea de transferencia entre las dos plataformas.

**Gasoducto a Venezuela.** El gasoducto binacional, obra que esta construyendo PDVSA Gas, debe entrar en operación durante el tercer trimestre del 2007. Desde su entrada en vigencia y hasta el 2011, Venezuela comprará gas colombiano; a partir de 2012, el gasoducto reversará el flujo y transportará gas hacia Colombia.

**Gibraltar.** Mediante la perforación de más pozos y la construcción de la infraestructura necesaria para su interconexión con la red nacional de gas, se adelantan inversiones para tener disponibles 30 millones de pies cúbicos por día (Mpcd) de gas a partir del 2008..

**Cusiana.** En el 2006, está planta de gas se llevó a su máxima capacidad de producción, 180 Mpcd, que se adiciona a la planta de Ecopetrol, construida en 1994, con capacidad de 20 Mpcd. Adicionalmente, se tiene previsto la realización de dos ampliaciones de procesamiento de la planta para llevarla a una capacidad proyectada de tratamiento de 336 Mpcd en el año 2011, y posteriormente 450 millones en el año 2017.

#### 4.3.1.6 Refinación y Transporte

La estrategia de refinación esta orientada a valorizar el crudo y el gas mediante su transformación en productos valiosos tales como gasolinas y destilados medios. Para ello se busca incrementar rendimientos, es decir, producir más combustibles por cada barril de crudo cargado en las refinerías minimizando la producción de Fuel oil cuyo valor, a diferencia de los



combustibles, esta por debajo del crudo. El gran reto está en resolver los problemas de mayor disponibilidad de crudos pesados y agrios, que generan menores rendimientos y menor calidad de los combustibles.

Adicionalmente, la estrategia busca optimizar la operación de las refinerías ubicándolas en el 2010 en el primer cuartil del estudio que realiza la firma internacional Solomon para las refinerías de América Latina.

Finalmente, la estrategia contempla la oferta de combustibles de mejor calidad que cumplan la legislación nacional y los estándares internacionales en materia de contenido de azufre.

Los principales proyectos planeados que soportan el crecimiento del área de Refinación para los próximos años son:

Nombre del Proyecto	Alcance	Beneficio
Plan Integrado de Desarrollo	Adecuación de la Refinería de Barrancabermeja para mejorar su conversión hacia productos valiosos como Diesel, eliminando la producción de Combustóleo, para lo cual se instalarán unidades de Coquización de fondos y de hydrocracking e hidrotreatmento con sus Unidades complementarias de generación de Hidrógeno, recuperación de Azufre y tratamiento de aguas agrias.	Permite cargar a la refinería crudos pesados y de alto Azufre, con un costo muy inferior a los crudos medios y livianos, obteniendo un nivel de conversión de hasta el 95% a productos valiosos.
Hidrotreatmento de combustibles en la Gerencia Complejo Barrancabermeja	Mejorar calidad de los combustibles del país, al reducir su contenido de azufre (Gasolina baja de 1000 a 300 Ppm y diesel baja de 4500 y 1200 (Bogotá) a 500 Ppm. Adicionalmente, se obtiene diesel de 50 Ppm para SITM29).	Permite a la refinería cargar crudos con alto contenido de azufre y de menor costo, cumpliendo con la nueva regulación en calidad de combustibles.
Plan Maestro de Cartagena	Configuración que permite procesar crudos pesados, alta conversión y calidad de productos que satisface el mercado internacional. Incremento de carga de crudo a 150,0 Kbd.	Aumento de la oferta de productos refinados con calidad exportación, uso de crudos pesados nacionales e importados, exportación de productos.
Incremento en la Producción de Polietileno en la Gerencia Complejo Barrancabermeja	Adecuación de las unidades para mejorar su confiabilidad e incrementar la producción hasta en 15.000 toneladas año.	Permite obtener un margen incremental por el mejor precio del Polietileno vs. su materia prima (Etileno) que usualmente es quemado como gas combustible.
Splitter Propileno Refinería Cartagena y Segregación de Propileno en Refinería Barrancabermeja	Construcción de una torre separadora de Propileno Grado refinería y las facilidades de Segregación y almacenamiento en la refinería de Cartagena. Construcción de las facilidades de Segregación y almacenamiento de Propileno Grado Refinería en Barrancabermeja.	Obtener el valor agregado de más de 10 dólares por barril por cada barril que se venda como Propileno vs. venderlo como GLP en la actualidad. Se espera entregar al menos 3.600 Bspd de propileno neto entre las dos refinerías.

La estrategia de Transporte está orientada a adecuar la infraestructura para garantizar principalmente el crecimiento de la producción de crudos pesados.

Nombre del Proyecto	Alcance	Beneficio
Infraestructura de transporte de crudos pesados campo castilla	Desarrollar las obras de adecuación de la infraestructura existente o construcción de nueva infraestructura, para el desarrollo de las alternativas de transporte seleccionadas para los crudos pesados de Castilla y Nafta.	Transportar 100 Kbd de crudos pesados de los campos Castilla y Apiay para su realización en los mercados internacionales.

#### **4.3.2 ESTRATEGIA DE CONSOLIDACIÓN ORGANIZACIONAL**



Esta estrategia pretende asegurar una organización ágil y flexible, con un capital humano, tecnológico y de información que soporte los objetivos estratégicos de crecimiento planeados.

Las acciones que se desarrollan para el logro de estos objetivos incluyen contar con el talento humano con las competencias requeridas para garantizar la operación de la Empresa; lograr una excelencia operacional a través de la optimización de sus procesos, soportándolos además con una organización flexible y eficiente, fortaleciendo el conocimiento, la información y la tecnología y todo esto enmarcado en una actuación con Responsabilidad Social Empresarial en todas las actividades.

##### **4.3.2.1 Talento Humano:**

Para contar con talento humano de clase mundial las acciones buscan asegurar las personas con las competencias requeridas, atraer y retener personal con competencias clave, desarrollar competencias técnicas y humanas, crear paquetes competitivos de compensación basados en resultados y propiciar un buen clima laboral y una buena calidad de vida en el trabajo.

Como parte del reto de mejorar cada día el clima laboral de la organización y contribuir al logro de los resultados operacionales, la Empresa llevó a cabo acciones para fortalecer el conocimiento y el desarrollo del talento humano, y el mejoramiento de la calidad de vida en términos de salud y bienestar, además del refuerzo en procesos de comunicación, la optimización de la planta de personal, claridad organizacional, reconocimientos y compensación basada en desempeño.

El plan de bienestar logró una cobertura total de 6.371 trabajadores y familiares con un nivel de satisfacción basado en encuestas internas de las actividades de 4,4 sobre 5,0. En ellas se destacaron eventos como el homenaje a trabajadores por sus años de servicio, las olimpiadas deportivas nacionales, el programa de integración familia-empresa y los concursos infantiles de pintura y de Navidad.

En el área de fortalecimiento de la capacitación y el desarrollo se obtuvo un acumulado de 394 mil horas hombre que representan un promedio de 69,4 horas por funcionario. Se realizaron 14,7 mil acciones de formación, es decir 2,5 acciones en promedio por trabajador. Se destacan programas como Líder a lo Bien, alta gerencia, formación de jefes en competencias directivas, compras estratégicas y maestría en refinación y producción.

También se realizó el Programa de Reconocimiento a la Excelencia en el que fueron premiados 30 empleados ejemplares y 65 iniciativas de alto impacto para la Empresa.

Otra iniciativa en la que está comprometida Ecopetrol es la de Gestión del Conocimiento. Como parte de este trabajo, en el 2006 se identificaron 439 cargos clave en la organización y se evaluaron las competencias organizacionales del 82% de las personas en estos cargos, con el fin de determinar sus planes de desarrollo individual. De los titulares en estos cargos, 322 personas definieron sus planes de transferencia de conocimiento incluyendo acciones de documentación de prácticas o procedimientos, tutorías, instrucción y participación en redes de trabajo, con avance del 69%.

En gestión del desempeño se amplió la cobertura del proceso formal en sus tres fases de planeación, seguimiento y evaluación, pasando de 2.231 personas en el 2005 a 5.200 en el 2006.

Durante el año se efectuaron acciones salariales para 2.842 funcionarios por promociones, ascensos de nómina convencional a directiva, ajustes por equidad y desempeño.

Estas acciones, junto con otras actividades de retención del talento, permitieron controlar el índice de rotación por renuncias de cargos clave que cerró con un 6% en el 2006, debido a cambios significativos de competitividad en el mercado laboral, especialmente el petrolero.

En cuanto al proceso de optimización que se viene desarrollando desde hace algunos años, la planta permanente de personal se redujo en un 6%, correspondiente a 358 posiciones. En consecuencia, pasó de 5.856 funcionarios en diciembre del 2005 a 5.498 en el 2006, a través de acciones como no reemplazo de algunas jubilaciones, plan de retiro voluntario y actividades de tercerización.

Para atender las necesidades de renovación de la planta de personal se vinculó a 108 nuevos profesionales, los cuales tuvieron un proceso de inducción especial en las diferentes áreas de la Empresa.

En salud, se prestaron servicios a 67,7 mil beneficiarios entre trabajadores, jubilados y familiares, con un nivel de satisfacción general del 90%.

El índice de severidad por enfermedad común disminuyó un 8% respecto del 2005, obteniéndose 969 días perdidos por millón de horas laboradas frente a 1.051 del año anterior, lo cual contribuye al mejoramiento de la calidad de vida de los trabajadores. Para ello se desarrolló el Programa de Promoción y Prevención en Salud, que incluyó la realización de 4.102 evaluaciones periódicas en salud, con una cobertura del 95% del personal.

En el 2006 se adelantó el proceso de Negociación Colectiva con las organizaciones sindicales que existen en la Empresa (USO, Adeco y Sindispetrol), llegando a la firma de la Convención Colectiva de Trabajo con la USO y anexo con Sindispetrol.

El acuerdo se logró durante la etapa de arreglo directo y amplió su vigencia a un término de tres años contados a partir del 9 de junio de 2006, basado en los principios del diálogo, la concertación, la sujeción a la legalidad y el respeto a los derechos de las partes.

Desde el 2006, la Dirección de Relaciones Laborales y Desarrollo definió el nuevo modelo de recursos humanos para Ecopetrol, que se comenzó a implementar mediante el proyecto de recursos humanos y nómina sobre la plataforma del sistema SAP.

#### **4.3.2.2 Excelencia Operacional:**

Ecopetrol ha establecido programas para operar con esquemas de seguridad industrial, salud ocupacional y gestión ambiental, medios que sirven para optimizar los procesos de la cadena de valor y de soporte y lograr la gestión de calidad, la gestión integral de los riesgos y consolidar el sistema integral de gestión.

#### **4.3.2.3 Refinación:**

Uno de los grandes retos de esta área es ubicar a las refinerías entre las mejores de Latinoamérica en el 2010, es decir, en el primer cuartil del estudio que realiza la firma internacional Solomon. Para ello, la estrategia busca ofrecer combustibles de mejor calidad que cumplan la legislación nacional y los estándares internacionales en esta materia.

Por ello, el trabajo de los últimos años se ha concentrado en incrementar la confiabilidad de las refinerías, optimizar los costos operacionales sin sacrificar calidad e implementar las mejores prácticas a través del programa de optimización realizado con la firma Shell bal Solutions (SGS).

Esta estrategia ya ha mostrado resultados:

- En el 2003 se posicionó la refinería de Cartagena como una alternativa para el suministro de productos a países del Caribe y Centroamérica como Jamaica, Puerto Rico, Panamá y República Dominicana. A este último país, por ejemplo, se exportaron 2.568,8 Kbd de gasolinas terminadas.
- En el 2004 fueron certificados por ICONTEC los sistemas de gestión de las dos refinerías tras auditar el cumplimiento de los criterios y requisitos de la norma ISO 9001 versión 2000. Adicionalmente, la Refinería de Cartagena obtuvo los sellos de calidad para las gasolinas, turbocombustible, queroseno y diesel, conforme a la Resolución 0447 de 2003 de los ministerios de Minas y Energía y de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.
- En el 2005 se realizó el programa de actualización del sistema eléctrico, la reposición de equipos en áreas de servicios industriales, refinación y materias primas en la refinería de Barrancabermeja para incrementar la confiabilidad de la planta.
- Se disminuyó la frecuencia de accidentalidad del área, pasando de 15,2 accidentados por cada millón de horas-hombre trabajadas a 1,7 en el 2006, como resultado de las prácticas de salud ocupacional, seguridad y ambiente implementadas.

Los principales proyectos planeados por el área de refinación para mejorar su excelencia operacional son:

Nombre del Proyecto	Alcance	Beneficio
Plan Maestro Servicios Industriales Gerencia Complejo Barrancabermeja	Renovación de los equipos de generación de servicios industriales, reemplazando aquellos más obsoletos por otros de última tecnología, con niveles de eficiencia y de confiabilidad mayores.	Reducción en el consumo de energía de la refinería, reducción de las emisiones de CO2 y mejoramiento de la confiabilidad en el suministro de servicios industriales de la Refinería.
Control Operacional consolidado	Implementación de Control Avanzado de Procesos en las Unidades de la Refinería de Barrancabermeja, centralización en una única Sala de Control del comando de la Operación de la Refinería.	El control avanzado permitirá aprovechar al máximo el potencial de las unidades manteniendo las variables críticas en el óptimo para aumentar la producción. De otro lado, la centralización de la operación permitirá aprovechar en tiempo real las sinergias entre las diferentes unidades de la refinería.

#### 4.3.2.4 Transporte:

El negocio de la Vicepresidencia de Transporte está orientado a convertirse en la mejor opción en la prestación de servicios de transporte, almacenamiento y distribución de energéticos líquidos y actividades asociadas, con altos indicadores de satisfacción al cliente, rentabilidad y competitividad en el contexto latinoamericano.

Los esfuerzos también buscan la reducción del hurto de combustible y la entrega de hidrocarburos y productos con criterios definidos de volumen, calidad y oportunidad.

La generación de valor económico, la satisfacción de los clientes, el cumplimiento de los compromisos volumétricos por encima de las metas establecidas, la incorporación de nuevas operaciones, el control de hurto de hidrocarburos y atentados, la optimización de los costos de transporte, el control de la accidentalidad, el aseguramiento de la información, el conocimiento y la tecnología y demás retos en materia de mejoramiento de la gestión operativa son los principales logros de esta Vicepresidencia en los últimos cuatro años. Esto se refleja en la conformidad del Sistema de Gestión con la certificación ISO 9001:2000 a la totalidad de los procesos e ISO 14.001 y OHSAS 18.001 a todas sus plantas.

Entre los resultados específicos se destacan:

- Fortalecimiento de la gestión operativa mediante la automatización local de procesos, la inclusión en la operación remota desde el Centro de Control Maestro de Operaciones en Bogotá de todos los sistemas de transporte de poliductos, el control centralizado, la optimización del proceso de programación y del uso de la infraestructura y el incremento en los índices de disponibilidad de planta.
- Puesta en marcha del sistema de gestión de integridad de ductos, al nivel de los mejores del mundo, el cual garantizará la preservación de las tuberías y tanques, evitará afectaciones e impactos a las comunidades y medio ambiente y disminución de los riesgos asociados al transporte
- Reducción de las cifras del hurto de combustibles: bajó cerca del 87% al comparar los resultados obtenidos en el 2006 vs. 2002.
- En cuanto a los atentados a oleoductos, en el 2006 se mantuvo el número de ataques al oleoducto Caño Limón-Coveñas con respecto al 2005, mientras que se logró una reducción del 25% en los sistemas de oleoductos del sur del país.

Los principales proyectos planeados por el área de transporte para mejorar su excelencia operacional son:

Nombre del Proyecto	Alcance	Beneficio
Optimización infraestructura operación central SCADA	Desarrollar y poner en marcha el sistema de supervisión y control que soporta la operación centralizada del transporte de crudos a cargo de la VIT.	Optimizar la operación de oleoductos a cargo de la Vicepresidencia de Transporte.
Optimización de la medición	Mejorar la medición y la contabilidad volumétrica de hidrocarburos transportados	Reducir el nivel de incertidumbre en los sistemas de medición empleados en la transferencia de custodia de productos, alcanzando estándares internacionales y adoptando mejores prácticas de la industria.
Control de hurtos	Realizar las obras físicas y adquirir tecnologías adecuadas para combatir de forma integral la problemática de pérdidas de combustibles; evitar el robo de combustible en los poliductos en donde se encuentran expuestas válvulas principales y sus instalaciones auxiliares.	Reducción del hurto de combustible.
Integridad de líneas	Inspección para determinar la confiabilidad de la tubería y los potenciales riesgos ambientales, económicos y de seguridad industrial, con el uso de la tecnología ILI (InLine Inspection). Ejecución del programa de reposición de tubería derivada de la inspección con vehículo inteligente (ILI) de la tubería a cargo de la Vicepresidencia de Transporte.	Asegurar la confiabilidad operacional mediante la preservación de las tuberías para evitar afectaciones e impactos a las comunidades y medio ambiente y disminuir los riesgos asociados al transporte.
Integridad de tanques	Obtener información del estado físico y estructural de la infraestructura existente, de sus sistemas de control de corrosión.	Asegurar la confiabilidad operacional mediante la preservación de los tanques para evitar afectaciones e impactos a las comunidades y el medio ambiente y disminuir los riesgos asociados al almacenamiento de hidrocarburos.
Optimización muelles fluviales	Compra e instalación de equipos y obras de infraestructura para asegurar la excelencia operacional según estándares internacionales de seguridad industrial, mantenibilidad y operatividad.	Contar con infraestructura portuaria segura y confiable conforme a estándares internacionales.

#### **4.3.2.5 Gestión con calidad:**

Como parte de la búsqueda de la excelencia en la gestión, en los últimos diez años Ecopetrol ha trabajado en la implementación y certificación de su gestión de calidad bajo estándares internacionales ISO 9001 en los procesos de negocio, con el propósito de ofrecer garantía en la calidad de sus productos y servicios.

Se obtuvieron reconocimientos en 1998 y desde entonces se han certificado procesos de refinación, transporte, producción y comercialización.

Durante el año 2006 se recibieron los siguientes reconocimientos:

- Calificación como operador tipo A, la máxima en Brasil, por parte de la Agencia Nacional de Petróleos (ANP) de ese país.
- BVQI (Bureau Veritas Quality International) otorgó la Certificación ISO 9001:2000 para los campos de producción de la Gerencia Magdalena Medio, con la cual Ecopetrol completa nueve certificaciones para las operaciones de producción en los campos Huila, Tolima, Apiay y Putumayo, las refinерías de Barrancabermeja y Cartagena, los sistemas de transporte y comercialización de hidrocarburos y el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).
- Los laboratorios de las refinерías de Barrancabermeja y Cartagena recibieron la certificación ISO 17025 por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio que se suman a la certificación de los 19 laboratorios del ICP.
- El Consejo Colombiano de Seguridad otorgó a la Superintendencia de Mares de la Gerencia Regional Magdalena Medio el galardón al mérito Cruz Esmeralda en la categoría 2 (nivel avanzado), por cumplir en el 2005 con los estándares y la metodología exigida para los programas de Salud Ocupacional y Seguridad Industrial.

El fortalecimiento de estos sistemas de calidad ha ido consolidando un modelo de gestión integral bajo los criterios de excelencia operacional, responsabilidad social empresarial, gestión de tecnología y conocimiento y talento humano de clase mundial. Uno de los logros significativos en la implementación del sistema de gestión integral es la aplicación de enfoques estandarizados para la gestión estratégica, los sistemas de planificación del negocio y gestión de riesgos y el seguimiento de los resultados de desempeño de la Empresa.

#### **4.3.2.6 Ciencia y Tecnología:**

En materia de investigación la Empresa proyecta asegurar el presupuesto de líneas de investigación del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), el cual es el resultado del proceso de alineación establecida con los negocios de Ecopetrol, y que soporta el marco estratégico para los próximos años.

Las líneas de investigación específicamente buscan brindar ventajas competitivas a partir de la investigación aplicada en áreas clave de resultado. Como consecuencia, se pretende un mejoramiento de los estándares operativos, mayor capacidad para incorporar reservas a menor costo, y poder contar más fácilmente con factores diferenciadores que permitan atraer socios importantes.

En el 2006, el ICP reportó beneficios comprobados para Ecopetrol del orden de COP380 millardos (USD160 millones). De éstos, COP64 millardos (USD26,9 millones) son producto de las labores directas del Instituto. Así mismo, sus laboratorios y plantas piloto reportaron una productividad de COP25.800 millones (USD10,83 millones) en el mismo periodo.

Los proyectos del Instituto obtuvieron resultados de impacto en temas como la optimización de campos maduros, exploración del offshore, reducción del riesgo exploratorio, desarrollo de crudos pesados, reducción del robo de combustibles y optimización de las refinерías de Ecopetrol.

En el negocio de exploración se brindó soporte tecnológico en las fases previa, durante y posterior a la perforación de cuatro pozos, cuyo trabajo contribuyó a alcanzar los objetivos y lograr una operación más certera, como en el caso del pozo Lisama 158P.

Además, apoyó de manera integral a Ecopetrol en la definición de una nueva estrategia relacionada con los crudos pesados en el país, que contempla la construcción de una planta de desasfaltados con capacidad de producción de 10 mil barriles de petróleo por día (Kbpd). En línea con ello, se logró establecer la mezcla Castilla Blend que liberó al crudo Vasconia de la carga de crudos pesados, para posicionarlo con mejor calidad en el mercado internacional.

En el soporte al área de producción, se logró incrementar en 14 Kbpd los volúmenes de crudo de los campos maduros Yariguí-Cantagallo, Castilla y Apiay, mediante la aplicación de técnicas como fracturamiento hidráulico, perforación infill y estimulación química, entre otras.

También, fueron desarrollados modelos de simulación para predicción de rendimientos y calidades de productos en los principales procesos de la refinерía de Barrancabermeja, que representó USD48 millones de beneficios anuales (COP114,3 millardos). Adicionalmente se adelantaron actividades de análisis de esquemas operacionales, sistemas de entrenamiento de operadores y soporte técnico para el gerenciamento de alarmas, entre otras acciones.

La reducción del 87% del hurto de combustibles al sistema de transporte de hidrocarburos del país entre 2002 y 2006 también tuvo su componente tecnológico dado por el Instituto y que le significó ahorros para Ecopetrol por USD12 millones (COP28,6 millardos). El ICP elaboró, además, un estudio para la optimización del transporte de productos destilados por la red de poliductos.

El Instituto cuenta hoy con una recertificación bajo la norma ISO 9001 V:2000 hasta el año 2009; 19 de sus 23 laboratorios están acreditados bajo la norma 17.025 y se obtuvo una calificación de excelencia en las pruebas Round Robin ASTM. Se logró el 98% de cumplimiento en las pruebas de combustóleo, diesel, jet, crudo y gasolina, lo cual genera mejores niveles de confianza, calidad y oportunidad en los procesos y servicios que presta el Instituto, y mayor credibilidad por parte de los clientes.

Con el fin de continuar dando apoyo tecnológico a las áreas estratégicas de la empresa y obtener resultados hacia el futuro, el trabajo del Instituto ya tiene una hoja de ruta trazada para el 2007 con nueve áreas tecnológicas sobre las cuales enfocará sus esfuerzos:

- Reducción del riesgo exploratorio
- Mejoramiento de producción en campos maduros
- Optimización de procesos de refinación
- Optimización de sistemas de transporte de hidrocarburos
- Mejoramiento de procesos operacionales con crudos pesados
- Automatización y control
- Tecnologías limpias y biocombustibles
- Integridad técnica de la infraestructura
- Gas

#### **4.4 RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA**

---

Ecopetrol es consciente de que sus resultados operativos y financieros sólo serán sostenibles en el largo plazo si se construyen relaciones transparentes con sus grupos de interés en un ambiente de confianza. Por eso, ha incluido en su Marco Estratégico la necesidad de “actuar con Responsabilidad Social Empresarial”. Esta estrategia se desarrolla bajo los siguientes objetivos estratégicos: 1) mantener relaciones “gana-gana” con los grupos de interés; 2) contribuir al desarrollo económico y social del país; 3) garantizar la sostenibilidad del medio ambiente; y 4) actuar con transparencia y prácticas de Gobierno Corporativo.

##### **4.4.1 Transparencia y comunicación con los grupos de interés**

Ecopetrol ha implementado en los dos últimos años el Índice de Transparencia Nacional (ITN) como un instrumento para incentivar y medir el mejoramiento Institucional y la implementación de medidas para prevenir riesgos de corrupción. De acuerdo con los resultados de la medición anual realizada por la Corporación Transparencia por Colombia, Ecopetrol ocupó el primer lugar entre 23 empresas industriales y comerciales del Estado y sociedades de economía mixta por su buen desempeño y gestión durante el 2005 con un puntaje fue 93,32 sobre 100 puntos. A su vez, el informe de la Corporación Transparencia por Colombia ubicó a Ecopetrol en el grupo de las 10 mejores empresas con resultados sostenidos en los últimos dos años.

Por otra parte, el índice de reputación empresarial en el 2006 para Ecopetrol fue de 86,5%, según la encuesta realizada a finales del 2006 por la firma independiente CUR Consultores, lo que representa un mejor desempeño a lo registrado en años anteriores por encuestas similares.

La política de transparencia en la información llevó a actualizar la página web y poner a disposición de los grupos de interés diferentes medios y publicaciones para divulgar los principales proyectos y resultados de la Empresa. Entre estos medios están las publicaciones periódicas, oficinas de participación ciudadana, página web, reportes a entes externos y reuniones directas con los diferentes grupos de interés.

En ese mismo sentido, la Empresa ha realizado tres audiencias de rendición de cuentas en Bogotá y en el 2007 amplió esta práctica a la ciudad de Barrancabermeja.

##### **4.4.2 Ambiente de control**

La efectividad del Sistema de Control Interno de Ecopetrol se refleja en los avances en el Plan General de Evaluación y Aseguramiento (PGEA), y en la última auditoría (2005) de la Contraloría General de la República en la cual feneció la cuenta de Ecopetrol, lo que significa que en su concepto ‘el Sistema de Control Interno de Ecopetrol obtuvo una calificación de 0,24 encontrándose un nivel de riesgo bajo’.

El Sistema de Control Interno de Ecopetrol permitió realizar evaluaciones a todas las áreas de la empresa dentro del marco del PGEA. El avance del PGEA en el 2006 fue del 97%. Por otra parte, el Sistema de Control Interno de Ecopetrol fue evaluado a partir de los lineamientos del Departamento Administrativo de la Función Pública (DAFP), que estableció que Ecopetrol cuenta con un “alto” desarrollo de su sistema de control interno y en particular de los componentes Ambiente de Control, Información y Comunicación. Los avances en su nivel de desarrollo le permitieron pasar de una calificación de 72% (medio) en el 2000 a 86,4% (alto) en el 2005.

##### **4.4.3 Gestión ambiental**

La inversión ambiental en las áreas operativas de Ecopetrol fue de COP257,4 mil millones en el año 2006, lo que representa un aumento del 87% con respecto al 2005. La Empresa optimizó su gestión legal ambiental que se tradujo en contar con la totalidad de las licencias, permisos y autorizaciones ambientales vigentes o en trámite de renovación u obtención para su operación.

Con el fin de garantizar la calidad en los sistemas de gestión ambiental, Ecopetrol está llevando a cabo procesos de implementación por medio de la norma ISO 14000:2004. A su vez, ha realizado la actualización del 95% de los planes de manejo y de contingencia de las plantas y líneas, capacitación y entrenamiento en salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente (HSE, por sus siglas en inglés) para los trabajadores y contratistas, y ha suscrito convenios de gestión del riesgo con entes territoriales para fortalecer operativamente las instancias de prevención y atención de desastres de los municipios de su área de influencia.

En cuanto a la optimización de refinerías, en el 2006 finalizó el acuerdo de cooperación técnica con la firma Shell Global Solutions cuyo objetivo era mejorar el desempeño de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, con avances en la implementación de prácticas de seguridad.

En el tema de reforestación, Ecopetrol desarrolló programas que buscan, además de asegurar ambientalmente su operación, generar impactos positivos en las cuencas de los ríos de su área de influencia. Para ello, en el 2006 suscribió un convenio con la Corporación Colombiana de Investigación Agropecuaria (Corpoica) y se han venido recuperando más de 620 hectáreas de bosques en los sitios más críticos de algunas de las cuencas más representativas del Meta.

Por otra parte, en ese mismo año, Ecopetrol definió un plan para mejorar la calidad de los combustibles, el cual demandará inversiones por más de USD1.500 millones hasta el 2010. Este programa incluye construir unidades de hidrotreatmento en las dos refinerías (Barrancabermeja y Cartagena), impulsar la producción de biodiesel a partir del 2008, incrementar la conversión de vehículos a gas natural y realizar importaciones de diesel de alta calidad para mezclarlo con el producido en el país.

Además, está en curso el Plan Maestro de Desarrollo para la refinería de Cartagena, proyecto que pretende la modernización y ampliación de la segunda refinería de Colombia y que incluye la construcción de plantas de hidrotreatmento con estándares internacionales para la calidad del diesel y la gasolina.

Durante el 2006 Ecopetrol continuó trabajando de la mano con los agentes de la cadena de gas natural a fin de impulsar la conversión de vehículos, que a la fecha superan los 180.000 convertidos en el territorio nacional. Así mismo, aprobó su participación en la producción y comercialización de biodiesel, para lo que se creó la sociedad Ecodiesel Colombia S.A., con un grupo de empresas palmicultoras. Su primera tarea es la construcción de una planta de procesamiento de biodiesel en Barrancabermeja con un presupuesto estimado de USD23 millones y con capacidad de 100 mil toneladas al año.

Ecopetrol tiene también un programa para llevar gas licuado del petróleo (GLP) a zonas rurales. La intención es que este combustible reemplace en el uso de la leña para la preparación de alimentos. El programa busca beneficiar a familias con la dotación de un equipo de cocción (estufa, regulador y cilindro de 33 libras). En el 2006 se beneficiaron 118.175 hogares distribuidos en 195 municipios en nueve departamentos. La inversión total del programa fue de COP23.372 millones.

#### **4.4.4 Gestión social**

Mediante su política de buen vecino, Ecopetrol contribuye con el desarrollo del país a través del fortalecimiento de las relaciones con las comunidades de sus áreas de influencia. Los programas desarrollados a través de esta política en el 2006 alcanzaron un cubrimiento de 23 departamentos y beneficiaron a casi un millón de personas.

La Empresa concentró el 22% (COP8.742 millones) de su inversión social al fomento de la educación. El 62% de los proyectos se dedicó a la construcción y adecuación de instituciones educativas, aulas y escenarios deportivos; el 25%, a la dotación de implementos como guías y pupitres, y 13%, a factores asociados a la calidad de la educación.

Además del sector de la educación, la Empresa focalizó la inversión social en proyectos productivos e infraestructura. Fueron 37 convenios interadministrativos que promovieron la calidad de los procesos productivos, la lucha contra el desempleo y la generación de ingresos de las comunidades que se encuentran dentro de su área de influencia.

A su vez, Ecopetrol financió proyectos de desarrollo económico y agroindustrial. Se destaca el área del Magdalena Medio, donde impulsó cultivos de caucho, palma y estevia. Un total de COP1.523 millones se han invertido en estos programas con la vinculación de 278 familias campesinas de los municipios de Puerto Parra, Sabana de Torres, San Vicente de Chucurí y Barrancabermeja. Estos proyectos buscan promocionar productos y fortalecer las unidades productivas y mano de obra de las comunidades vecinas.

#### **4.4.5 Atención a clientes**

Ecopetrol logró la implantación y lanzamiento de la herramienta informática conocida como CRM (Customer Relationship Management) en agosto del 2006.

Con las acciones implementadas para mejorar la interrelación con sus clientes, se pudo pasar de 44% en el 2003 a 93% en el 2006 en la calificación de satisfacción de clientes, superando en 15 puntos el estándar internacional Quality Service Index, según las encuestas realizadas en el periodo por firmas como el Centro Nacional de Consultoría, Llanas y Cur Consultores.

#### **4.4.6 Atención a proveedores**

El 20 de junio del 2006 se publicó la Política de Abastecimiento de Ecopetrol, definida como el conjunto de principios, postulados y procesos que rigen el abastecimiento de bienes y servicios de la empresa.

Para ese año, Ecopetrol contrató COP5.516 millones con proveedores nacionales e internacionales. El porcentaje de contratación nacional, para ese caso, fue del 91%, superando la cifra del 2005 que llegó al 58%. La mayor contratación de proveedores nacionales por parte de Ecopetrol se traduce en generación de empleo.

#### **4.4.7 CULTURA Organizacional**

Dentro del marco estratégico de Ecopetrol hay seis elementos que definen la cultura organizacional requerida y deseada::

**Responsabilidad:** es la obligación moral de hacer el mejor esfuerzo por conseguir los objetivos empresariales y un manejo eficiente de los recursos, asegurando el desarrollo sostenible del entorno y el autocuidado, prevaleciendo el bien común por encima del interés particular. En Ecopetrol se asumen y aceptan las consecuencias de los actos inherentes a las funciones, cuidando su impacto en los demás, la organización, la sociedad y el medio ambiente, y preocupándose por el aprendizaje continuo.

**Integridad:** es el valor que reúne los comportamientos visibles y las acciones diarias; lo que muestra a los empleados como personas consistentes porque dicen, piensan y actúan de forma coherente en los distintos ámbitos de la vida personal, laboral y empresarial. Son personas creíbles en la medida de la claridad en la gestión, la transparencia en el actuar, el compromiso con la verdad y el rechazo a la corrupción.

**Respeto:** es el valor base para la construcción de las relaciones interpersonales, grupales, empresariales y con el entorno, que nace de la propia autoestima y del reconocimiento de la existencia del otro. Toda persona, toda comunidad y sus entornos ecológicos merecen de los empleados la más alta consideración y cuidado, sin exclusiones ni discriminaciones.

**Orientación a resultados:** la gestión en Ecopetrol se ejecuta mediante el desarrollo disciplinado, transparente, y oportuno de los procesos, asegurando la excelencia operativa y la orientación hacia resultados medibles y demostrables.

**Orientación al cliente:** la gestión está orientada hacia el mercado y el cliente tanto interno como externo. El cliente es el centro del negocio, es el gran desafío de Ecopetrol.

**Aprendizaje en equipo:** en las actividades, el interés general convoca y orienta el interés particular; se cuenta con espacios organizacionales para crearlo, compartirlo y generarlo.

## **4.5 INFORMACIÓN CORPORATIVA**

---

### **4.5.1 Objeto social**

El objeto social principal 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 1 de enero del 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) la exploración y explotación de hidrocarburos en el exterior directamente o a través de contratos celebrados con terceros; 5) la 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) la compra, venta, importación, exportación, almacenamiento, mezcla, distribución, comercialización, industrialización, y/o venta de hidrocarburos, sus derivados, productos afines, en Colombia y en el exterior; 7) el transporte y almacenamiento de hidrocarburos, sus derivados, productos 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) la investigación, desarrollo y comercialización de fuentes convencionales y alternas de energía; 9) la producción, mezcla, almacenamiento, transporte y comercialización de componentes oxigenantes y biocombustibles; 10) la operación portuaria; 11) cualquier actividad complementaria, conexas o útiles para el desarrollo de las anteriores; y 12) el 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.

### **4.5.2 Duración de la sociedad**

Ecopetrol tiene una duración indefinida.

### **4.5.3 ESTRUCTURA organizacional**

#### **4.5.3.1 Asamblea general de accionistas**

Es el máximo órgano de la compañía, conformado por los representantes de las acciones de capital suscritas y pagadas, quienes se reúnen en forma ordinaria una vez al año dentro de los tres (3) primeros meses, en el domicilio social, previa convocatoria, la cual se efectuará con una anticipación de veinte (20) días hábiles a la fecha en que tendrá lugar la reunión, bien sea mediante medio electrónico, comunicación escrita dirigida a cada uno de los accionistas a la dirección registrada en los



libros de Ecopetrol o a través de su página de internet. Se dará aviso de la convocatoria al órgano de control pertinente si a ello hubiere lugar.

Las reuniones extraordinarias de la Asamblea pueden ser convocadas por el Presidente, la Junta Directiva; el Revisor Fiscal, y por la entidad estatal que ejerza el control permanente de Ecopetrol. El Presidente o la entidad oficial que ejerza el control permanente de Ecopetrol también deberán convocar a reuniones extraordinarias 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 de Ecopetrol.

Ecopetrol publicará en la página electrónica [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co) o la que haga sus veces, el orden del día de la Asamblea General de Accionistas y las proposiciones de la administración, con una anticipación de por lo menos tres (3) días calendario a la fecha de la reunión ordinaria. A los accionistas que registren su dirección electrónica les será enviado el orden del día y el contenido de las proposiciones.

Las reuniones extraordinarias de la Asamblea General de Accionistas se efectuarán en el domicilio principal de Ecopetrol, 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: i) el Presidente; ii) la Junta Directiva; iii) el Revisor Fiscal; iv) la entidad oficial que ejerza el control permanente de Ecopetrol.
- c) por convocatoria del Presidente de Ecopetrol y 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 convocatoria para reuniones extraordinarias, se hará con ocho (8) días calendario de anticipación a la fecha prevista para la realización de la reunión, salvo que la ley exija una antelación superior y se efectuará a través de medio electrónico o comunicación escrita dirigida a cada uno de los accionistas, a la dirección registrada por ellos en los libros de la sociedad o mediante publicación en la página electrónica de la sociedad ([www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)) o la que haga sus veces.

En la convocatoria se precisarán los asuntos de que habrá de ocuparse la Asamblea General de Accionistas durante la reunión extraordinaria.

No se podrá tomar decisiones sobre temas o asuntos distintos a los previstos en la convocatoria para cada Asamblea Extraordinaria, salvo que así lo decida un número plural de accionistas que represente la mayoría de los votos presentes en la reunión.

Adicionalmente, Ecopetrol implementará las siguientes mejores prácticas de gobierno corporativo: (i) el domingo anterior a la fecha de la reunión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas, la administración recordará, a través de un periódico de amplia circulación nacional, la fecha de la reunión y, (ii) la administración informará a los accionistas residentes en el exterior sobre el aviso de convocatoria mediante la página electrónica de la sociedad ([www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)) o la que haga sus veces, correo electrónico o por cualquier medio idóneo, sin perjuicio de la publicación del aviso de convocatoria en un periódico de amplia circulación nacional.

La Asamblea General de Accionistas también podrá reunirse sin previa convocatoria y en cualquier fecha, hora y lugar cuando:

- a) se encuentre representada la totalidad de las acciones suscritas, y b) exista voluntad de constituirse en Asamblea General de Accionistas.

La Asamblea General de Accionistas deliberará con un número plural de accionistas que represente, por lo menos, la mitad más una de las acciones suscritas. Las decisiones se tomarán siempre por mayoría de los votos presentes, salvo que en la ley se establezcan mayorías especiales.

#### **4.5.3.2 Junta directiva**

A la fecha del presente Prospecto de Información, la composición y elección de los miembros de la Junta Directiva está establecida estatutariamente como se describe a continuación:

- (i) La Junta Directiva estará compuesta por siete (7) miembros, con sus respectivos suplentes personales, elegidos por la Asamblea General de Accionistas, por el sistema de cuociente electoral.
- (ii) Los miembros principales y suplentes de la Junta Directiva son elegidos para períodos de dos (2) años. Si no se hiciere nueva elección de miembros principales y suplentes de la Junta Directiva, se entenderá prorrogado su mandato hasta tanto se efectúe nueva designación. Los miembros de la Junta Directiva estarán sujetos al régimen de inhabilidades e incompatibilidades que establezca la ley para este efecto.
- (iii) La Asamblea General de Accionistas podrá remover en cualquier tiempo a los miembros de la Junta Directiva y a sus respectivos suplentes.

Una vez se cumpla la primera colocación dentro del Proceso de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol, se realizará una reforma estatutaria para modificar lo relativo a la composición y elección de los miembros de la Junta Directiva, en el sentido que se describe a continuación:

- (i) La Junta Directiva estará integrada por nueve (9) miembros principales sin suplentes, quienes serán elegidos por la Asamblea General de Accionistas. Al menos tres (3) de los miembros serán independientes.

De conformidad con lo previsto en el párrafo segundo del artículo 44 de la Ley 964 de 2005, se entenderá como miembro independiente, aquella persona que en ningún caso sea:

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.
- (ii) Los miembros de la Junta Directiva que sean elegidos como independientes en los términos del párrafo segundo del artículo 44 de la Ley 964 de 2005 y el Decreto 3923 de 2006 o cualquier disposición que los reglamente, modifique, sustituya o adicione, se comprometerán por escrito, al aceptar el cargo, 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 la Sociedad convocará a reunión extraordinaria de Asamblea General de Accionistas, para que sean reemplazados.
- (iii) Los miembros son elegidos por el sistema de cociente electoral, de acuerdo con la representación proporcional de la propiedad accionaria y para el periodo establecido en los Estatutos Sociales, pudiendo ser reelegidos o removidos en cualquier tiempo por la Asamblea General de Accionistas. Podrán elegirse sin el sistema de cociente electoral cuando las vacantes se provean por unanimidad.
- (iv) La elección de los miembros independientes de la Junta Directiva se llevará a cabo conforme a los procedimientos establecidos en el Decreto 3923 de 2006, así como las normas que lo modifiquen, sustituyan, complementen o adionen.

A las reuniones de la Junta Directiva asistirán conjuntamente los miembros principales y sus respectivos suplentes.

La Junta Directiva se reúne en forma ordinaria por lo menos una vez al mes. Se reunirá en forma extraordinaria cuando sea convocada por ella misma, por el Presidente, el Revisor Fiscal o dos (2) de sus miembros. Además de las reuniones presenciales, la Junta Directiva podrá reunirse no presencialmente, de conformidad con lo establecido en los artículos 19 y 20 de la Ley 222 de 1995.

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.

Para atender de manera directa sus responsabilidades, la Junta Directiva cuenta con tres comités cuyas funciones están descritas en los Estatutos Sociales. Tales comités son:

- (i) El Comité de Auditoría.
- (ii) El Comité de Compensación y Nominación.
- (iii) El Comité de Gobierno Corporativo.

Los comités están conformados por tres (3) miembros de la Junta Directiva, quienes serán designados por la propia Junta. Al menos uno (1) de los tres (3) miembros deberá ser Independiente, lo anterior, sin perjuicio del número mínimo de miembros independientes que por Ley deben conformar el Comité de Auditoría.

A la fecha, la Junta Directiva está conformada por:

MIEMBROS PRINCIPALES	REPRESENTACIÓN/CARGO
Manuel Fabio Echeverri Correa	Independiente
Hernán Martínez Torres	Ministro de Minas y Energía
Oscar Iván Zuluaga	Ministro de Hacienda
Ignacio Sanín Bernal	Independiente
Gustavo Gaviria Angel	Independiente
Carolina Rentería Rodríguez	Directora del Departamento Nacional de Planeación
Omar Baquero Soler	Independiente

MIEMBROS SUPLENTE	REPRESENTACIÓN/CARGO
Roberto Silva Salamanca	Independiente
Andrés Felipe Arias	Ministro de Agricultura
Gloria Inés Cortés Arango	Viceministra de Hacienda
Julio Andrés Torres García	Director de Crédito Público
Andrés Escobar Arango	Subdirector de Planeación Nacional
María Elena Velásquez R.	Independiente
William Scaf	Independiente

Fuente: Ecopetrol

#### **FUNCIONES GENERALES DE LA JUNTA DIRECTIVA**

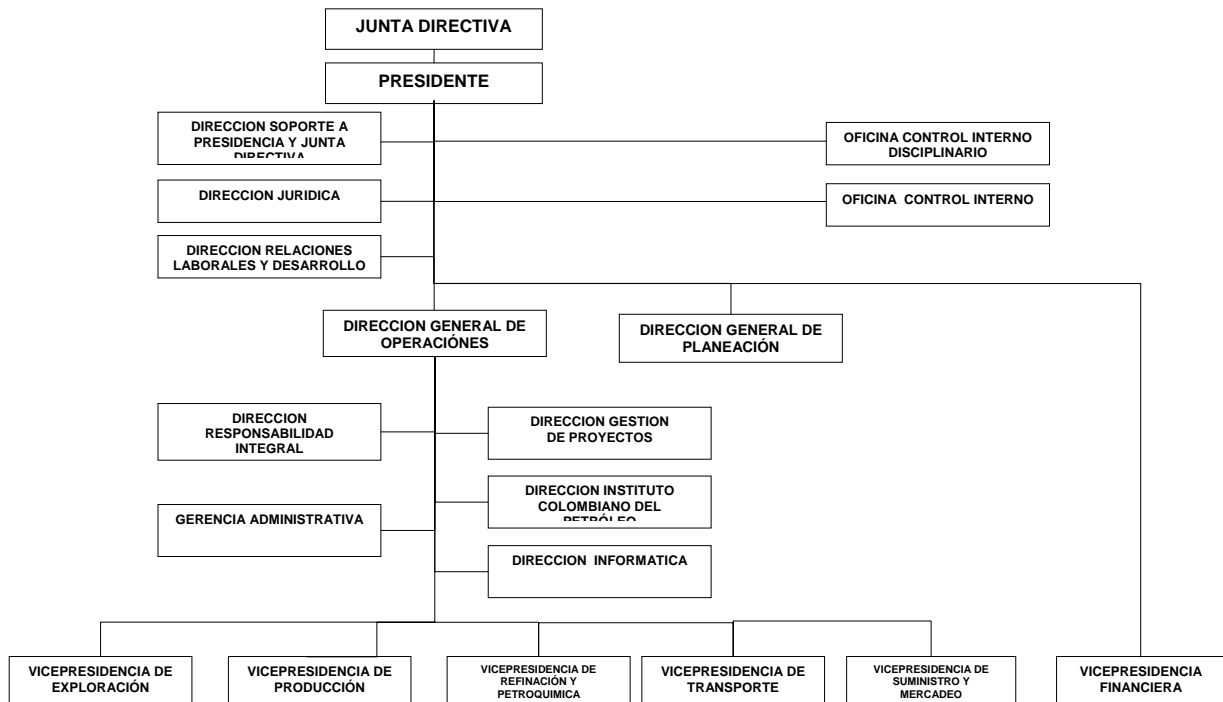
1. Nombrar, evaluar y remover al Presidente de Ecopetrol.
2. Darse su propio reglamento y expedir las normas generales para el funcionamiento de todas las dependencias de Ecopetrol.
3. Proponer al Gobierno Nacional las modificaciones que se consideren pertinentes a la estructura de Ecopetrol.
4. Autorizar de manera previa las siguientes decisiones o actividades, y las restantes que requieran su autorización de conformidad con los Estatutos Sociales:
  - Abrir sucursales, oficinas, agencias o subordinadas, en los lugares de Colombia o del extranjero.
  - 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.
  - Adquirir acciones o cuotas en sociedades, asociaciones, corporaciones o fundaciones que tengan un objeto igual, similar, conexo, complementario, necesario o útil para el desarrollo del objeto social de Ecopetrol.
  - Enajenar acciones y derechos en sociedades, asociaciones, corporaciones o fundaciones en las cuales tenga participación.
  - 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 o complementarias.
  - 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.
5. Estudiar los informes anuales que debe rendir el Presidente sobre las labores desarrolladas por Ecopetrol.
6. 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 misma Junta Directiva;
7. Designar y remover, de acuerdo con el Presidente de Ecopetrol, a los funcionarios de la compañía desde el nivel de Directores Generales hasta el de Vicepresidentes y Directores, pudiendo delegar estas funciones en el Presidente.
8. 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.
9. Aprobar el Reglamento o Manual de Contratación, función que podrá delegar en el Presidente de Ecopetrol.
10. 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 para la Atención de los Accionistas y diseñar las estrategias para enfrentarlos oportunamente;
11. Presentar a la Asamblea General de Accionistas las cuentas, balances e inventarios de Ecopetrol, proponerle la aprobación de fondos de reserva adicionales a los legales y proponer la distribución de utilidades.
12. 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.
13. Reglamentar la emisión y colocación de acciones y bonos de Ecopetrol, y aprobar los prospectos respectivos. En todo caso, la Junta Directiva podrá delegar en el Presidente la aprobación de los prospectos respectivos.
14. Presentar conjuntamente con el Presidente, a la Asamblea General de Accionistas y para su aprobación, el balance de cada ejercicio acompañado de los documentos establecidos en el artículo 446 del Código de Comercio o en las disposiciones que lo reglamenten o lo modifiquen.
15. Dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 447 del Código de Comercio o en las disposiciones que lo reglamenten o lo modifiquen.
16. 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.
17. Servir de órgano consultivo para todos los asuntos que el Presidente requiera.
18. Aprobar el código de Buen Gobierno que le sea presentado por el Presidente, y las modificaciones o ajustes posteriores que se proponga efectuar el mismo.
19. Delegar en el Presidente alguna(s) de la(s) funciones de la Junta que conforme a la Ley se puedan delegar.
20. Conceder permisos o licencias al Presidente, y nombrar un Encargado en caso de ausencias de sus suplentes.
21. 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.
22. Presentar conjuntamente con el Presidente un informe que describa los asuntos enunciados en el numeral veintiuno (21) anterior, a la Asamblea General de Accionistas.
  23. 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.
  24. 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 el presente Código; y en todo caso, en condiciones de mercado.
  25. Establecer los mecanismos necesarios para asegurar que cuando un funcionario de Ecopetrol revele, bien sea al Comité de Auditoría de la Junta 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.
  26. 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.
  27. 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 Ecopetrol 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.
  28. Las demás que le asignen la Ley, estos estatutos y el Código de Buen Gobierno Corporativo.

Corresponderá además a la Junta preparar y presentar a la Asamblea una evaluación del cumplimiento que se dio a las disposiciones del Código de Buen Gobierno durante el respectivo período; para estos efectos, el Comité de Gobierno Corporativo calificará dicho cumplimiento, y presentará recomendaciones para subsanar las deficiencias que hubieran ocurrido.

#### 4.5.3.3 Organigrama y personal directivo

Ecopetrol está organizada estructuralmente en tres (3) niveles: el centro corporativo, las áreas de soporte, y las áreas de negocio. Al Presidente de la Empresa le corresponde llevar la representación legal de Ecopetrol. El nivel de procesos de negocio está integrado por las vicepresidencias de exploración, producción, refinación y petroquímica, transporte y suministro y mercadeo, las cuales también dependen de la Dirección General de Operaciones.



Fuente: Ecopetrol

## HOJAS DE VIDA CARGOS DE NIVEL GERENCIAL

A continuación se presenta una breve reseña del perfil de los integrantes del comité directivo de Ecopetrol:

**PRESIDENTE: JAVIER GENARO GUTIÉRREZ PEMBERTHY:** 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. Comenzó su trayectoria profesional en 1975 cuando ingresó a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. -ISA- para trabajar en el campo del Planeamiento Eléctrico con énfasis en Recursos Hidráulicos y en Modelos de Expansión para la Planeación del Sistema Eléctrico Colombiano; escaló diferentes posiciones hasta llegar a la Gerencia de la Oficina de Planeación y en 1992 asumió la Gerencia General de ISA cargo que ocupó hasta enero del 2007. Desde entonces es Presidente de Ecopetrol S.A. Ha sido profesor de Estadística e Investigación de Operaciones en la Universidad de los Andes y de Investigación de Operaciones con énfasis en Procesación Dinámica en EAFIT.

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” en la categoría de “Internacionalización” y ese mismo año el Diario “La República” le hizo un reconocimiento como uno de los diez mejores ejecutivos del año en Colombia. Fue Presidente de la Comisión de Integración Eléctrica Regional -CIER-, de 1995 a 1997.

**DIRECTOR (E) GENERAL DE OPERACIONES - PEDRO ROSALES NAVARRO:** ingeniero mecánico de la Universidad de los Andes, con especializaciones en Alta Gerencia de la Universidad EAFIT y en Desarrollo Directivo de Inalde, Magíster en Administración (MBA) de la Universidad de los Andes. Vinculado a Ecopetrol hace 17 años, se ha desempeñado en diferentes áreas como Mantenimiento, Operaciones, Proyectos, Planeación y Administración. Vicepresidente de Transporte desde enero de 2003. Ha sido miembro de las Juntas Directivas de la Corporación de los Trabajadores de Ecopetrol (Cavipetrol), Oleoducto de Colombia S.A. (ODC), Oleoducto Central S.A. (OCENSA), Oleoducto del Alto Magdalena (OAM) y Empresa de Energía de Bogotá (EEB).

**DIRECCIÓN GENERAL DE PLANEACIÓN Y RIESGOS - ALVARO EDUARDO VARGAS VERA:** economista de la Universidad de la Salle, con estudios de postgrado en la Universidad de los Andes, con amplia experiencia en planeación y gestión estratégica y financiera, gestión y cobertura de riesgos financieros y de mercado, administración de portafolios de inversiones financieras, tesorería y presupuesto. Vinculado a Ecopetrol desde 1995, se ha desempeñado en diferentes áreas como: jefe de unidad de presupuestos, jefe de unidad de financiamiento y tesorería, gerente financiero y desde el año 2005 como director general de planeación y riesgos.

**VICEPRESIDENTE FINANCIERA (E) - ADRIANA MARCELA ECHEVERRI GUTIERREZ:** profesional en Finanzas y Relaciones Internacionales de la Universidad Externado de Colombia con Maestría en Administración de Empresas (MBA) de la misma universidad. Con amplia experiencia en financiación de proyectos, cobertura de riesgos financieros y gestión de tesorería. Desde septiembre de 2006 fue nombrada Jefe titular de la Unidad de Finanzas Corporativas y actualmente es Vicepresidente Financiera encargada.

**DIRECTORA DE SOPORTE A PRESIDENCIA Y JUNTA DIRECTIVA - MARTHA SOFIA SERRANO ORTIZ:** abogada del Colegio Mayor de Nuestra Señora del Rosario, con especializaciones en Derecho Financiero. Su experiencia laboral incluye varias posiciones en la Superintendencia Bancaria como: abogada Oficina Jurídica, abogada División de Intermediarios Financieros, asistente del Segundo Delegado, Jefe División de Intermediarios Financieros y Superintendente Bancario, Segundo Delegado. En la Comisión Nacional de Valores estuvo como Jefe de la Oficina Jurídica. Su labor en Ecopetrol comenzó en 1988; desde entonces ha sido Veedora, Secretaria General y actualmente Directora de Soporte a Presidencia y Junta Directiva.

**DIRECTOR JURÍDICO - MAURICIO ECHEVERRY G.:** abogado de la Universidad de los Andes, especialista en Derecho Comercial, candidato a Magíster (LLM) en Derecho. En su experiencia laboral se cuentan cargos como Director Oficina Jurídica de la Universidad de los Andes, Vicedecano y Decano de la Facultad de Derecho de la Universidad de los Andes, Viceprocurador General de la Nación, Ministro Consejero Plenipotenciario en la embajada Colombiana en Estados Unidos, entre otros.

**DIRECTORA RELACIONES LABORALES Y DESARROLLO - LUCY GARCIA SALAZAR:** abogada especializada en Derecho Laboral y Gerencia de la Producción y Mejoramiento Continuo, con amplio conocimiento y experiencia adquirida en Ecopetrol. En su carrera profesional en Ecopetrol ha ocupado los siguientes cargos: asesora del Grupo de Relaciones Laborales, abogada del Departamento Tributario, abogada asesora del Departamento de Asesoría Laboral, Gerente de Relaciones Laborales, y Directora de Relaciones Laborales, entre otros.

**DIRECCIÓN DE RESPONSABILIDAD INTEGRAL - JOSÉ RAFAEL UNDA BERNAL:** ingeniero civil de la Escuela Colombiana de Ingeniería “Julio Garavito”, con estudios en Administración y Gerencia en EAFIT, Inalde y la Universidad de los Andes. Vinculado a Ecopetrol desde 1985. Se ha desempeñado en interventoría, evaluación de proyectos, planeación, informática, control de pérdidas, HSE, gestión social y de seguridad. Director de DRI desde diciembre del 2005.

**DIRECTOR (E) DE GESTIÓN DE PROYECTOS - JUAN FERNANDO GARZÓN BECERRA:** ingeniero civil de la Pontificia Universidad Javeriana, Magíster en Administración MBA de la Universidad de Los Andes. Ingresó a Ecopetrol en 1984 en el programa de entrenamiento para ingenieros de Oleoductos y participación en el grupo de Interventoría de la construcción del Poliducto La Pintada – Cartago. A la fecha ha ocupado diferentes cargos, los más recientes como Gerente Técnico de la

Vicepresidencia de Transporte desde el 2002 hasta agosto de 2006 cuando fue nombrado como Director (E) de Gestión de Proyectos de Ecopetrol.

**DIRECTOR (E) DEL INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO - NESTOR FERNANDO SAAVEDRA:** ingeniero de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander con Maestría en Ingeniería de Petróleos Texas A&M University College Station, Texas, USA. Su trayectoria en Ecopetrol incluye cargos como analista de Pruebas Petrofísicas Especiales, Coordinador del Proyecto de Investigación en Daños a la Formación, Coordinador del proyecto de Investigación de Tecnología de Pozos Horizontales, Coordinador del equipo de Daños a la Formación, Jefe de la Unidad de Investigación del ICP y actualmente es el Director encargado del Instituto Colombiano del Petróleo.

**DIRECTOR (E) DE INFORMÁTICA – JORGE ENRIQUE GÓMEZ RODRÍGUEZ:** ingeniero de sistemas de la Universidad Industrial de Santander, con master en administración de la Universidad de los Andes. Inició su vida laboral en Ecopetrol en 1991 desempeñándose en el distrito de producción como profesional en el departamento de contabilidad y profesional de la unidad de informática; en el Instituto Colombiano del Petróleo como Profesional del Grupo de Sistemas y Telecomunicaciones, coordinador del área de informática, coordinador del área de planeación y en el proyecto de integración tecnológica en el mismo Instituto; en la Dirección General de Planeación y Riesgo en el Proyecto SENSOR como líder funcional de solución, posteriormente en la misma dirección como Gerente Solución de Inteligencia de Negocios – SINE Especialista de Proceso – Sistema Integral de Gestión, jefe de unidad en la dirección de planeación y actualmente director encargado de informática.

**VICEPRESIDENCIA DE EXPLORACIÓN – DIEGO A CARVAJAL:** geólogo de la Universidad Nacional de Colombia, con experiencia en las áreas técnica y gerencial de la exploración y producción petrolífera. Cuenta con experiencia local e internacional de todas las etapas de exploración petrolera, incluyendo diseño de estrategias de exploración, análisis de nuevas oportunidades, evaluación y ranking de cuencas y prospectos, análisis de riesgo y análisis económicos; también en negociación y gerencia de contratos de exploración y producción, lo mismo que en diseño, contratación y ejecución de actividades en prospección sísmica, perforación y evaluación de pozos. Ha trabajado en la Texas Petroleum Company, TEXACO y la BP Exploration Co. Colombia Ltd. Desde el 2005 esta vinculado a Ecopetrol como Vicepresidente de Exploración.

**VICEPRESIDENTE DE PRODUCCIÓN – NELSON R. NAVARRETE H:** ingeniero de Petróleos de la Universidad de América, con maestría en Ingeniería de Petróleos de la Universidad de Tulsa. En Ecopetrol ha ocupado diferentes cargos entre los cuales se encuentran: Ingeniero profesional de yacimientos en el Departamento de Operaciones Asociadas, Coordinador Gerencia Cusiana, Gerente de Yacimientos, Gerente Regional Piedemonte. Actualmente es el Vicepresidente de Producción.

**VICEPRESIDENTE DE REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA – FEDERICO MAYA MOLINA:** ingeniero químico de la Universidad Pontificia Bolivariana, con especialización en mercadeo de la Universidad EAFIT. En sus 19 años de labores con Ecopetrol ha ocupado diferentes cargos entre los cuales se encuentran: Ingeniero de Proceso en la Refinería de Barrancabermeja, Coordinador de Mercadeo y Contratación de la Gerencia de Gas, Profesional Asesor de la Dirección de Planeación Corporativa, Vicepresidente de Suministro y Mercadeo. Actualmente es el Vicepresidente de Refinación y Petroquímica.

**VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE: ÓSCAR TRUJILLO JARAMILLO:** ingeniero civil, con magíster en Administración del TEC de Monterrey, México. Vinculado hace 22 años a Ecopetrol. Su experiencia laboral incluye varios cargos en la Vicepresidencia de Transporte: ingeniero de interventoría y construcción de poliductos, ingeniero de proyectos, ingeniero asistente zonas operacionales I y V, Jefe de Departamento Técnico Gerencia Magdalena, Jefe de Departamento de Mantenimiento Gerencia de Operaciones Norte, Jefe Departamento de Operaciones Norte Gerencia de Poliductos; Gerente de Poliductos y en la actualidad se desempeña como Vicepresidente de Transporte (E).

**VICEPRESIDENTE DE SUMINISTRO Y MERCADEO – CAMILO MARULANDA LÓPEZ:** economista de la Universidad de los Andes, con especialización en mercadeo de la misma Universidad. Cuenta con experiencia en el diseño de planes estratégicos para la comercialización de productos de consumo masivo, industriales y de hidrocarburos. Ha trabajado en Procter & Gamble Colombia y desde el año 2003 ha ocupado los siguientes cargos en Ecopetrol: Jefe del Departamento de Mercadeo, Gerente de Comercialización Nacional y actualmente Vicepresidente de Suministro y Mercadeo.

**GERENTE ADMINISTRATIVA - ASTRID ÁLVAREZ HERNÁNDEZ:** ingeniera civil de la Universidad Javeriana, con maestría en Relaciones Internacionales con énfasis en Administración Internacional y especialización de Manejo Integral del medio ambiente. Ha trabajado en Central de Mezclas de Sumapaz S.A., Industrias e Inversiones Samper S.A., Ecogestión S.A., Universidad Pontificia Javeriana, Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá – y Ministerio del Medio Ambiente.

**JEFE (E) OFICINA DE CONTROL INTERNO DISCIPLINARIO – ADRIANA MARCELA NEIRA LONDOÑO:** abogada de la Universidad Santo Tomás, con especialización en Derecho Financiero de la Universidad del Rosario, diplomada en Alta Gerencia de la Universidad Javeriana y en Derecho Disciplinario de la Procuraduría General de la Nación. Ha trabajado como asesora jurídica en la Contraloría General de la República, el INPEC y la Presidencia de la República. Vinculada a Ecopetrol desde el año 2000.

**JEFE OFICINA DE CONTROL INTERNO – LUZ MARINA GRANADA MONTOYA:** economista, especializada en Finanzas, normas internacionales de auditoría, con experiencia en manejo de personal, temas administrativos y de auditoría. Ha trabajado en la Alcaldía de Manizales como Directora de Control Interno y en la Administración de Impuestos Nacionales de Manizales como Jefe de División de Fiscalización.

#### 4.5.3.4 Revisoría fiscal

El órgano de fiscalización de la Empresa es la Revisoría Fiscal. Sólo se podrá elegir para ejercer el cargo de Revisor Fiscal o de suplente del mismo, a personas naturales o jurídicas debidamente inscritas en el Registro de la Junta Central de Contadores y que cumplan con los requisitos establecidos en la Ley 43 de 1990 o en las normas que la reglamenten, modifiquen, sustituyan, o que resultaren aplicables.

La elección del Revisor Fiscal se llevará a cabo con base en una preselección objetiva y transparente adelantada por el Comité de Auditoría de la Junta Directiva.

El Comité de Auditoría de la Junta Directiva realiza la evaluación de los candidatos y presenta a la Asamblea General de Accionistas una recomendación, en la cual establece un orden de elegibilidad, atendiendo a criterios de experiencia, servicio, costos y conocimiento del sector.

Los accionistas pueden proponer al Comité candidatos adicionales para Revisor Fiscal, siempre que sus perfiles se ajusten a lo establecido en la Ley y en estos Estatutos. También pueden expresar sus inconformidades con el Revisor Fiscal actual, ante la Oficina de Atención al Accionista e Inversionista, siendo el Comité de Auditoría quien evalúa el caso, para presentarlo a la Asamblea General de Accionistas, quien tomará la decisión sobre el particular.

El Revisor Fiscal devengará la asignación que le señale la Asamblea General de Accionistas, de acuerdo con criterios tales como su idoneidad, experiencia profesional en auditoría de compañías similares, directrices del mercado y la evaluación de su gestión.

El periodo del Revisor Fiscal será igual al de la Junta Directiva, pero en todo caso podrá ser removido en cualquier momento por la Asamblea General de Accionistas con el voto de la mitad más una de las acciones presentes en la reunión.

Actualmente ejerce la revisoría fiscal la firma ERNST & YOUNG AUDIT LTDA., la cual fue elegida según consta en el Acta de Asamblea No. 0000001 del 21 de Agosto de 2003 e inscrita el 9 de septiembre de 2003 en la Cámara de Comercio de Bogotá.

La persona designada para el cargo de Revisor Fiscal Principal es Francisco J. González C.P.T., y su primer suplente es Liudmila Riaño G. C.P.T. y segundo suplente es Patricia Mendoza C.P.T

#### 4.5.3.5 Accionistas y composición accionaria a junio 30 de 2007

Accionista	Participación	Número de Acciones
Ministerio de Hacienda y Crédito Público	99.9999945 %	90.961.967
Fiduciaria la Previsora S.A.	0.0000011 %	1
Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo – FONADE-	0.0000011 %	1
Financiera de Desarrollo Territorial – FINDETER.	0.0000011 %	1
La Previsora Compañía de Seguros S.A.	0.0000011 %	1
Fondo Nacional de Garantías S.A.	0.0000011 %	1
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>90.961.972</b>

**Número y clase de acciones en circulación a junio 30 de 2007:** Al 30 de junio del 2007 todas las acciones de Ecopetrol son ordinarias.

**Capital Autorizado:** Al 30 de junio el capital autorizado de Ecopetrol era diez billones quinientos mil millones de pesos moneda corriente (COP10.500.000.000.000), dividido en ciento cinco millones (105.000.000) acciones nominativas ordinarias de un valor de cien mil pesos moneda corriente (COP100.000,00) cada una, representadas en títulos de conformidad con lo establecido en los estatutos.

El 12 de junio de 2007, la Asamblea Extraordinaria de Accionistas autorizó la colocación de 45,000,000 de acciones ordinarias por valor nominal de \$100,000 cada una, cuya decisión fue protocolizada el 6 de julio de 2007 mediante escritura pública No 2609.

**Capital Suscrito:** A junio 30 de 2007 el capital suscrito de Ecopetrol es de nueve billones noventa y seis mil millones ciento noventa y siete mil doscientos cuatro mil doscientos noventa y nueve pesos (COP9.096.197.204.299), dividido en noventa millones novecientos sesenta y un mil novecientos setenta y dos (90.961.972,04299) acciones.

El 19 de julio de 2007, la Asamblea Extraordinaria de Accionistas aprobó el fraccionamiento de la acción de Ecopetrol S.A. de 1:400, es decir, de un valor nominal de COP 100.000 cada una a COP 250 cada una. De acuerdo a lo anterior, al 27 de julio el capital suscrito de la empresa es de nueve billones noventa y seis mil ciento noventa y siete millones doscientos cuatro mil doscientos noventa y nueve pesos moneda legal (COP 9.096.197.204.299) dividido en 36.384.788.817,196 (treinta y seis mil trescientos ochenta y cuatro millones setecientos ochenta y ocho mil ochocientos diecisiete con ciento noventa y seis) acciones nominativas, ordinarias y de capital, de valor nominal unitario de doscientos cincuenta pesos (\$250) cada una.

**Capital Pagado:** El capital pagado de Ecopetrol es de nueve billones noventa y seis mil millones ciento noventa y siete mil doscientos cuatro mil doscientos noventa y nueve pesos (COP9.096.197.204.299), dividido en noventa millones novecientos sesenta y un mil novecientos setenta y dos 90.961.972,04299 acciones de un valor nominal de cien mil pesos (COP100.000) cada una.

#### 4.5.3.6 Código de buen gobierno

La Junta Directiva de Ecopetrol en cumplimiento de sus funciones y con el fin de dar cumplimiento a la Resolución 0275 del 23 de mayo de 2001 de la Superintendencia de Valores (hoy Superintendencia Financiera de Colombia), aprobó el Código de Buen Gobierno en el mes de junio del 2007 y sus disposiciones complementan lo establecido por los estatutos de la Empresa y las demás normas legales vigentes y aplicables.

La Junta Directiva de Ecopetrol, en su sesión del día 1 de junio de 2007 según consta en Acta No.068 de la misma fecha aprobó la última modificación al Código de Buen Gobierno de Ecopetrol.

El Código de Buen Gobierno puede ser consultado en [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co) y [www.superfinanciera.gov.co](http://www.superfinanciera.gov.co)

#### 4.5.4 Situación de subordinación y compañías en las que Ecopetrol posee participación:

Ecopetrol es una sociedad controlada por la Nación en los términos del artículo 26 de la ley 222 de 1995, toda vez que la Nación actualmente es propietaria del 99,9% de sus acciones. Por virtud del artículo 2 de la ley 1118 de 2006, después del proceso de capitalización, la Nación conservará en todo caso el 80% de las acciones en circulación con derecho a voto, por lo que la Nación todavía ejercerá el control societario de Ecopetrol, en los términos de la ley 222 de 1995.

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"; Ecopetrol ejerce el control societario de las siguientes compañías, en los términos del artículo 26 de la ley 222 de 1995:

Subordinada	Clase de Subordinación	Objeto Social	Domicilio	Participación	Capital	Reserva	Resultado último ejercicio	Dividendo último ejercicio
Black Gold Re Ltd.	Filial	Gestionar todos los negocios asociados con la suscripción total o parcial, directa o indirecta del Seguro y Reaseguro de los riesgos de Ecopetrol y los de sus empresas filiales y/o subordinadas	Bermuda	100%	USD120.000	0	(USD22.850,00)	0
Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda.	Filial	Exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, derivados y productos, así como la investigación, desarrollo y comercialización de fuentes convencionales y alternas de energía.	Brasil	99.9766%	USD2.000	No hay reservas constituidas. Sociedad constituida recientemente (diciembre del 2006)	0	0

Adicionalmente, en cumplimiento de lo establecido en el literal K del numeral 8.2 de la Resolución 2375 de 2006 de la Superintendencia Financiera de Colombia, se adjunta la información requerida en relación con sociedades en las cuales Ecopetrol participa a nombre propio o a través de otra persona que actúe en su propio nombre pero por cuenta del emisor, y directa o sucesivamente, al menos en un 10% de su capital.

Empresas en las que tiene participación	Objeto Social	Participación	Domicilio	Importe de Capital COPmiles	Reservas	Resultado último ejercicio COP miles	Dividendo último ejercicio
Invercolsa S.A.	Formar parte de compañías cuyo objeto social se relacione con actividades del sector energético incluyendo actividades propias de la industria y el comercio de los hidrocarburos y de la minería. La exploración, explotación, refinación, transformación, transporte, distribución y venta de hidrocarburos y sus derivados; la compraventa, fabricación, manufactura, elaboración y arrendamiento de implementos tales como estufas, neveras, calentadores, cilindros, tanques, medidores, válvulas, grifos y elementos similares para líquidos y gases.	31,76%	Bogotá	CAPITAL TOTAL COP364.992.885 COSTO HISTÓRICO Ecopetrol COP 24.760.9	COP46.189.877	COP36.100.841	0
Oleoducto Central S.A.	Diseñar, construir, operar, administrar, explotar comercialmente y ser propietaria de un sistema de transporte de petróleo de uso público e instalaciones relacionadas sin limitación	35,29%	Bogotá	CAPITAL TOTAL COP515.900.000 COSTO HISTÓRICO	COP84.045.092	COP53.957	0



Empresas en las que tiene participación	Objeto Social	Participación	Domicilio	Importe de Capital COPmiles	Reservas	Resultado último ejercicio COP miles	Dividendo último ejercicio
	alguna, cuyo punto de partida estará localizado en los campos petroleros de Cusiana y Cupiagua, departamento de Casanere, y cuyo punto final quedará localizado en el puerto de embarque de Coveñas, ubicado en el jurisdicción del municipio de Tolú, departamento de Sucre. Diseñar, construir, operar y administrar puertos o terminales marítimos petroleros. Prestar directa o indirectamente servicios relacionados con la operación portuaria, en especial almacenamiento, manejo terrestre, marítimo o porteo y cargue de crudo.			Ecopetrol COP33.100.000			
Oleoducto de Colombia S.A	Proyección, construcción y ejercicio de actividades propias del funcionamiento y explotación comercial de un sistema de oleoducto cuyo punto de partida será una estación de bombeo ubicada en Vasconia, jurisdicción del municipio de Puerto Boyacá, departamento de Boyacá, y cuyo terminal quedará en el puerto de embarque de Coveñas ubicado en jurisdicción del municipio de Tolú, departamento de Sucre.	43.85%	Bogotá	CAPITAL COP93.592.500  COSTO HISTÓRICO Ecopetrol COP39.812.500	Es el 10% de la utilidad del período. Por tener pérdidas NA	(COP26.762.979)	0
Refinería de Cartagena S.A.	Construcción y operación de refinerías, refinación de hidrocarburos, producción, comercialización y distribución de petróleo crudo y gas, comercialización y distribución de hidrocarburos y de productos refinados derivados de hidrocarburos, alcoholes carburantes y biocombustibles, su importación y/o exportación y/o cualquier otra actividad complementaria o conexas.	48.999900 0%	Cartagena	CAPITAL COP10.000.000  CAPITAL APORTADO POR Ecopetrol COP 4.899.990	Es el 10% de la utilidad del período. Por tener pérdidas NA	(COP169.747)	0
Sociedad Colombiana de Servicios Portuarios S.A.	La prestación al público en general de servicios necesarios para el cargue y descargue de las naves petroleras o de otra naturaleza, cualquiera que sea su tamaño. Suministro de aparejos y equipo para el mismo propósito, inspecciones técnicas y mediciones de carga. Aprovechamiento de naves y en general la prestación a éstas de toda clase de servicios. Adquirir, arrendar y fletar naves artefactos navales para ejercitar la actividad armadora y/o comercializadora, en la prestación de servicios de transportes marítimo y fluvial, y para servicio de apoyo portuario y marítimo.	48.999998 6%	Cartagena	CAPITAL COP1.096.206  COSTO HISTÓRICO Ecopetrol COP 537.141.2	COP527.650	COP409.520	0
Ecodisel S.A.	Construcción y operación de plantas de producción de biocombustibles, subproductos de la misma, y oleoquímicos, la producción y comercialización de biocombustibles y sus mezclas con derivados de hidrocarburos combustibles, la comercialización de sub-productos de la producción de biocombustibles y oleoquímicos de uso no alimenticio, así como la importación y/o exportación de todos los anteriores. También en la medida en que las normas legales así lo permitan y la Sociedad cuente con los permisos y licencias necesarios para tal efecto, podrá realizar la actividad de mezcla y comercialización de diese biodiesel.	50.000000 0%	Bucaramanga	CAPITAL COP5.200.000  CAPITAL APORTADO POR Ecopetrol COP7.750.000	Sociedad recientemente constituida el 19 de Abril de 2007	COP0	0

#### 4.5.5 Causales de disolución

Ecopetrol sólo 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 artículo 19.12 de la Ley 142 de 1994.

#### 4.5.6 Política de dividendos

En atención a lo establecido en los artículos 155 y 454 del Código de Comercio, el artículo treinta y nueve (39) de los Estatutos Sociales de Ecopetrol establece que se deben considerar como utilidades líquidas las resultantes de la aplicación del siguiente procedimiento:

- 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:
  - enjuagar las pérdidas de ejercicios anteriores (si las hubiere),
  - la reserva legal, y
  - las apropiaciones para el pago de impuestos.
- Al saldo así determinado, se le aplican los porcentajes a distribuir de conformidad con los artículos 155 y 454 del Código de Comercio. Este valor será el monto mínimo a distribuir como dividendo en cada período.
- Las sumas que resultaren después de haber repartido los dividendos mínimos quedarán a disposición de la Asamblea General de Accionistas para efectuar las reservas estatutarias, las ocasionales o para ser distribuidas como dividendos en adición a los dividendos mínimos establecidos en el numeral 2 anterior.

Distribución de utilidades	2006	2005	2004
Utilidad Neta (COP millones)	3.391.373	3.253.756	2.110.506
Utilidad por acción	79.891	76.648	49.717
Dividendo por acción	47.114	30.577	27.283
Porcentaje de la utilidad distribuida como dividendo	59 %	39.9%	54.9%
Valor patrimonial de la acción	490.832	312.964	235.593
Valor patrimonial/ utilidad por acción	6.1	4.1	4.7
Valor patrimonial/dividendo por acción	10.4	10.2	8.6

Nota: Para los tres años el pago de los dividendos fue en dinero

Fuente: Estados Financieros de Ecopetrol

#### 4.5.7 Certificación de las Reservas de Ecopetrol

De manera adicional a la información sobre las reservas de Ecopetrol contenida en este Prospecto, a continuación se presenta un resumen transcrito de las reservas certificadas por las firmas Gaffney, Cline & Associates, Degoyler and MacNaughton y Ryder Scott Company.

Una transcripción completa sin anexos de las mencionadas certificaciones puede encontrarse en el Anexo 5 a este Prospecto.

##### 4.5.7.1 Certificación de Reservas Gaffney, Cline & Associates

#### Declaración de volúmenes de hidrocarburos restantes Bloque Casabe, Colombia A 31 de diciembre de 2006

	VOLÚMENES BRUTOS (100%) DE BLOQUE LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMscf)	INTERÉS NETO DE RESERVAS DE ECOPETROL LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMSCF)
Probados				
Desarrollados	24,050		22,109	
No Desarrollados	8,092		7,411	
<b>Reservas Totales 1P</b>	<b>32,142</b>		<b>29,520</b>	
Reservas 2P	38,696		35,525	
Reservas 3P	52,024		47,701	

#### Declaración de volúmenes de hidrocarburos restantes Bloque Guando, Colombia A 31 de diciembre de 2006

	VOLÚMENES BRUTOS (100%) DE BLOQUE LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMscf)	INTERÉS NETO DE RESERVAS DE ECOPETROL LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMSCF)
Probados				
Desarrollados	77,858		54,452	
No Desarrollados	16,817		11,224	
<b>Reservas Totales 1P</b>	<b>94,674</b>		<b>65,677</b>	
Reservas 2P	107,060		74,142	
Reservas 3P	119,234		85,133	

**Declaración de volúmenes de hidrocarburos restantes  
Bloque La Cira Infantas, Colombia  
A 31 de diciembre de 2006**

	VOLÚMENES BRUTOS (100%) DE BLOQUE LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMscf)	INTERÉS NETO DE RESERVAS DE ECOPETROL LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMSCF)
Probados				
Desarrollados	35,720	7,061	18,669	3,599
No Desarrollados	49,408	2,777	28,329	1,397
<b>Reservas Totales 1P</b>	<b>85,129</b>	<b>9,838</b>	<b>46,998</b>	<b>4,997</b>
Reservas 2P	209,504	14,831	118,204	7,381
Reservas 3P				

**Declaración de volúmenes de hidrocarburos restantes  
Bloque Tello, Colombia  
A 30 de abril de 2007**

	VOLÚMENES BRUTOS (100%) DE BLOQUE LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMscf)	INTERÉS NETO DE RESERVAS DE ECOPETROL LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMSCF)
Probados				
Desarrollados	20,167		8,067	
No Desarrollados	3,960		1,813	
<b>Reservas Totales 1P</b>	<b>24,127</b>		<b>9,880</b>	
Reservas 2P	29,600		12,366	
Reservas 3P	30,742		12,869	

**Declaración de volúmenes de hidrocarburos restantes  
Bloque Tibu, Colombia  
A 31 de diciembre de 2006**

	VOLÚMENES BRUTOS (100%) DE BLOQUE LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMscf)	INTERÉS NETO DE RESERVAS DE ECOPETROL LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMSCF)
Probados				
Desarrollados	10,163		8,131	
No Desarrollados				
<b>Reservas Totales 1P</b>	<b>10,163</b>		<b>8,131</b>	
Reservas 2P				
Reservas 3P				

**4.5.7.2 Certificación de Reservas Degolyer and MacNaughton**

Campo	Probado			
	Ventas de Gas		Petroleo y NGL	
	Bruto (MMcf)	Neto (MMcf)	Bruto (MMcf)	Neto (MMcf)
Cusiana	753,886	607,744	104,767	74,829
Cupiagua/Cupiagua Sur	240,900	227,904	87,259	66,909
Recetor	-	-	31,094	16,097
Dele	-	-	-	-
Floreña	-	-	10,372	5,185
Pauto	83,464	83,464	20,216	10,215
Volcanera	-	-	-	-
<b>Sub-total Campos del Area Llanos</b>	<b>1,078,250</b>	<b>919,112</b>	<b>253,708</b>	<b>173,235</b>
Ballena	224,781	128,125		
Chchupa	2,256,920	1,286,444		
Rioacha	-	-		
<b>Sub-total Campos del Area Guajira</b>	<b>2,481,701</b>	<b>1,414,569</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>3,559,951</b>	<b>2,333,681</b>	<b>253,708</b>	<b>173,235</b>

CAMPO	Probable			
	Ventas de Gas		Petróleo y NGL	
	Bruto (MMcf)	Neto (MMcf)	Bruto (MMcf)	Neto (MMcf)
Cusiana	725,982	725,982	32,788	27,883
Cupiagua/Cupiagua Sur	714,598	714,598	13,123	12,435
Recetor	-	-	9,284	5,185
Dele	-	-	-	-
Floreña	-	-	6,078	3,098
Pauto	466,327	466,327	16,796	13,023
Volcanera	-	-	-	-
<b>Sub-total Campos del Area Llanos</b>	<b>1,906,907</b>	<b>1,906,907</b>	<b>78,069</b>	<b>61,624</b>
Ballena	28,012	15,967	-	-
Chchupa	389,310	221,907	-	-
Rioacha	-	-	-	-
<b>Sub-total Campos del Area Guajira</b>	<b>417,322</b>	<b>237,874</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2,324,229</b>	<b>2,144,781</b>	<b>78,069</b>	<b>61,624</b>

CAMPO	Posible			
	Ventas de Gas		Petróleo y NGL	
	Bruto (MMcf)	Neto (MMcf)	Bruto (MMcf)	Neto (MMcf)
Cusiana	-	-	7,562	6,431
Cupiagua/Cupiagua Sur	-	-	10,742	10,179
Recetor	-	-	8,829	8,366
Dele	55,188	55,188	9,275	7,191
Floreña	-	-	-	-
Pauto	151,558	151,558	11,831	9,173
Volcanera	460,700	460,700	10,100	7,831
<b>Sub-total Campos del Area Llanos</b>	<b>667,446</b>	<b>667,446</b>	<b>58,339</b>	<b>49,171</b>
Ballena	-	-	-	-
Chchupa	-	-	-	-
Rioacha	-	-	-	-
<b>Sub-total Campos del Area Guajira</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>667,446</b>	<b>667,446</b>	<b>58,339</b>	<b>49,171</b>

#### 4.5.7.3 Certificación de Reservas Degolyer and MacNaughton para los campos Neiva y Orito

El bruto estimado, el neto probado y las posibles reservas de petróleo de los campos Orito y Neiva a 31 de diciembre de 2006, se resumen a continuación expresados en miles de barriles:

	Petróleo Bruto (miles de barriles)			Petróleo Bruto (miles de barriles)		
	Probado	Probable	Posible	Probado	Probable	Posible
Orito	29.976	16.780	14.498	18.908	8.044	6.950
Neiva	16.475	4.760	2.783	13.993	2.707	1.583
<b>Total</b>	<b>46.451</b>	<b>21.540</b>	<b>17.281</b>	<b>32.901</b>	<b>10.751</b>	<b>8.533</b>

#### 4.5.7.4 Certificación de Reservas de Ryder Scott Company

La certificación de reservas presentada por Ryder Scott Company, que se puede consultar en el Anexo 5 de este prospecto, es una certificación preliminar de las reservas de Ecopetrol para los campos abajo indicados. Una vez se expida la certificación definitiva, ésta será puesta a disposición de los potenciales inversionistas y del mercado en general en la página Web [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co). De manera adicional, los potenciales inversionistas podrán solicitar una copia del mencionado reporte definitivo una vez éste se encuentre disponible al correo electrónico [socios@ecopetrol.com.co](mailto:socios@ecopetrol.com.co)

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Castilla**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Produciendo	Desarrolladas		No Desarrolladas	Total Probadas
		No-Produciendo	Entubadas		
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	78,921,250	0	21,036,090	138,765,203	238,722,543
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	0	0	0	0	0
	<b>Total Probable No Desarrollado</b>	<b>Total Posible No Desarrollado</b>			
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	126,359,070	46,255,152			
Ventas Gas – Millones de Pies Cúbicos	0	0			

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Apiay Este**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Produciendo	Desarrolladas		No Desarrolladas	Total Probadas
		No-Produciendo	Entubadas		
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	423,809	0	115,860	300,935	840,604
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	30,502	0	0	0	30,502

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Castilla**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	78,921,250	0	21,036,090	138,765,203	238,722,543
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	0	0	0	0	0
	<b>Total Probable No Desarrollado</b>	<b>Total Posible No Desarrollado</b>			
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	126,359,070	46,255,152			
Ventas Gas – Millones de Pies Cúbicos	0	0			

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Apiay**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	5,316,257	727,328	1,665,713	1,889,412	9,598,710
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	7,347,244	0	0	0	7,347,244
	<b>Total Probable No Desarrollado</b>	<b>Total Posible No Desarrollado</b>			
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	3,170,501	3,075,970			
Ventas Gas – Millones de Pies Cúbicos	0	0			

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Gavan**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				Total Probadas
	Desarrolladas			No Desarrolladas	
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	960,724	0	292,002	0	1,252,726
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	605,430	0	0	0	605,430
	<b>Total Probable No Desarrollado</b>	<b>Total Posible No Desarrollado</b>			
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	0	347,874			
Ventas Gas – Millones de Pies Cúbicos	0	0			
<b><u>Ingresos</u></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$0	\$18,900,002			
Deducciones	0	<u>17,967,676</u>			
Ingresos Netos Futuros(FNI)	\$0	\$932,326			
FNI Descontado @ 10%	\$0	(\$911,920)			

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Guatiquia**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				Total Probadas
	Desarrolladas			No Desarrolladas	
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	910,177	0	670,572	819,020	2,399,769
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	514,997	0	0	0	514,997
	<b>Total Probable No Desarrollado</b>	<b>Total Posible No Desarrollado</b>			
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	597,168	0			
Ventas Gas – Millones de Pies Cúbicos	0	0			

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
**Campo Caño limon**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Aceite/Condensado - Barriles	11,074,401	0	0	0	11,074,401
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
**Campo Caño verde**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Aceite/Condensado - Barriles	2,411,515	0	0	0	2,411,515
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
**Campo Caño Yarumal**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Aceite/Condensado - Barriles	13,507,375	0	0	390,334	13,897,709
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
**Campo Jiba**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Aceite/Condensado - Barriles	243,388	0	0	0	243,388
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0



**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
**Campo La Yuca**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				Total Probadas
	Desarrolladas			No Desarrolladas	
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Aceite/Condensado - Barriles	40,426,664	0	0	2,681,125	43,107,789
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
**Campo Matanegra**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				Total Probadas
	Desarrolladas			No Desarrolladas	
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Aceite/Condensado - Barriles	8,974,742	0	0	745,518	9,720,260
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
**Campo Redondo**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				Total Probadas
	Desarrolladas			No Desarrolladas	
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Aceite/Condensado - Barriles	954,739	0	0	246,135	1,200,874
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
**Campo Redondo Este**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				Total Probadas
	Desarrolladas			No Desarrolladas	
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Aceite/Condensado - Barriles	59,530	0	0	0	59,530
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
**Campo Tonina**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	88,807	0	0	0	88,807
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
**Campo Cravo Norte Consolidado**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	77,741,180	0	0	4,063,112	81,804,292
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Chichimene**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	8,247,403	0	2,157,000	2,211,302	12,615,705
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0

	Total Probable	Total Posible
	No Desarrollado	No Desarrollado
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>		
Aceite/Condensado - Barriles	10,144,000	46,182,000
Ventas Gas – Millones de Pies Cúbicos	0	0

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Austral**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	592,453	0	0	0	592,453
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	153,973	0	0	0	153,973

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Libertad**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	32,927	0	0	0	32,927
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	46,097	0	0	0	46,097

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Libertad Norte**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	463,861	0	0	0	463,861
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	823,177	0	0	0	823,177

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Ocoa**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				Total Probadas
	Desarrolladas			No Desarrolladas	
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	0		52,063	0	52,063
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	0	0	28,895	0	28,895

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Pompeya**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				Total Probadas
	Desarrolladas			No Desarrolladas	
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	86,766	0	0	0	86,766
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	147,377	0	0	0	147,377

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Suria**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				Total Probadas
	Desarrolladas			No Desarrolladas	
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	1,569,674	117,488	258,084	319,314	2,264,560
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	1,127,042	65,206	143,237	177,219	1,512,704
	<b>Total Probable</b>	<b>Total Posible</b>			
	No Desarrollado	No Desarrollado			
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	314,741	0			
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	62,948	0			

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Suria Sur**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Aceite/Condensado - Barriles	3,327,162	69,372	50,946	162,000	3,609,480
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	1,807,277	38,501	28,275	89,910	1,963,963

	Total Probable	Total Posible
	No Desarrollado	No Desarrollado
<b>Reservas Netas Restantes</b>		
Aceite/Condensado - Barriles	433,750	0
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	86,750	0

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Tanane**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Aceite/Condensado - Barriles	19,474	0	0	0	19,474
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	18,566	0	0	0	18,566

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
**Campo Rubiales**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Aceite/Condensado - Barriles	7,098,422	0	0	39,430,836	46,529,258
Ventas Gas – Millones de Pies Cúbicos	0	0	0	0	0

<u>Reservas Netas Restantes</u>	Total Probable	Total Posible
	No Desarrollado	No Desarrollado
Aceite/Condensado - Barriles	102,206,688	30,502,279
Ventas Gas – Millones de Pies Cúbicos	0	0

#### 4.6 ASPECTOS LEGALES

La información contenida en la presente sección relacionada a estrategias de crecimiento, reservas esperadas, resultados esperados y otras afirmaciones sobre el futuro son estimaciones, expectativas y cálculos preliminares preparados por Ecopetrol. La obtención de los beneficios esperados depende de factores ajenos al control de Ecopetrol y se encuentra afectada por los factores de riesgo previstos en la sección 3.6 de este Prospecto.

##### 4.6.1 CONTRATOS RELEVANTES

En esta sección se resumirán de manera general los contratos más relevantes para el funcionamiento y operación de Ecopetrol y para mayor facilidad se dividirá en las siguientes líneas de negocios: (i) Exploración y Producción; (ii) Transporte; y (iii) Refinación.

##### 4.6.1.1 Exploración y Producción

Al 31 de diciembre del 2006 Ecopetrol contaba con 50 áreas exploratorias y 267 campos de producción de hidrocarburos los cuales producen en promedio 316 Kbd de crudo y 393 Mpcd de gas. La totalidad de los campos y áreas, es decir tanto aquellos bajo exploración como aquellos bajo producción, está sujeta a alguna de las siguientes modalidades contractuales: Exploración (Contratos de E&P con la ANH y contratos de asociación), y Producción (Directa o Asociada).

Modalidad	Número
Exploración	50
Producción Directa	104
Producción Asociada	163
	<b>317</b>

Habiendo indicado lo anterior, a continuación se describen de manera general los principales proyectos exploratorios y de producción para Ecopetrol:

(i) Descripción de los principales prospectos exploratorios

a) BLOQUE TAYRONA

Está ubicado en la costa norte colombiana, costa afuera (offshore). Al 31 de diciembre del 2006 Ecopetrol había identificado 25 oportunidades exploratorias. Este contrato de exploración y producción de hidrocarburos fue suscrito entre Petrobrás Colombia Limited y la ANH. Ecopetrol tiene una participación del 20%; Petrobrás Colombia Limited, del 40%, y la compañía Exxon-Mobil Exploration Colombia Limited, del 40%. Si bien el término total del contrato es de 34 años, su periodo exploratorio es de 10 años contados a partir del 13 de agosto del 2004.

b) BLOQUE SIRIRI

Este Bloque está en el piedemonte llanero (oriente del país). Ecopetrol ubicó el primer descubrimiento de hidrocarburos en el campo Gibraltar con recursos contingentes (reservas descubiertas) de 120 Mbpe. Este bloque corresponde a un área de exploración directa de Ecopetrol asignada en el 2002 y sobre la cual celebró un convenio de exploración y explotación de hidrocarburos con la ANH el 20 de octubre del 2006. Ecopetrol cuenta con una participación del ciento por ciento en este contrato. El periodo exploratorio es de 6 años contados a partir del octubre 20 del 2006, mientras que su periodo de producción se extenderá hasta el límite económico del bloque.

c) BLOQUE FUERTE NORTE Y SUR

Están ubicados en la Costa Norte de Colombia y corresponden a la modalidad de exploración costa afuera (off-shore). En estos contratos de exploración y producción para hidrocarburos suscritos el 7 de abril del 2006 entre la compañía BHP Billinton Petroleum Colombia Corporation y la ANH; Ecopetrol participa con el 25%. El período exploratorio para el área contratada es de 6 años contados a partir de la firma del contrato, y tendrá un término de explotación de 24 años a partir del recibo por la ANH de la declaratoria de comerciabilidad.

d) BLOQUE BOQUERÓN PROFUNDO

Se localiza en el centro del país. Al 30 de marzo del 2007 se había realizado la perforación del prospecto Atalea-1 a 9.248 pies alcanzando la formación Villeta, con el objetivo de llegar a la formación Caballos a una profundidad de 11.350 pies. Ecopetrol cuenta con un 30% de participación en este contrato asociación operado por Petrobrás Colombia Limited. Si bien el término total del contrato es de 28 años, su periodo exploratorio es de 3 años y 7 meses contados a partir del 13 de agosto de 2004.

e) BLOQUE TIERRA NEGRA

Está ubicado en el departamento del Casanare, en el piedemonte llanero. Al 30 de marzo del 2007 se había perforado una sección de 12.538 pies del prospecto Homero-1, con el objetivo de las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe a 17.600

pies. Ecopetrol cuenta con un 30% de participación en este contrato de asociación operado por Petrobrás Colombia Limited. Si bien el término total del contrato es de 28 años, su periodo exploratorio es de 6 años contados a partir del 1 de julio del 2003.

(ii) Descripción de los principales contratos en producción

a) CRAVO NORTE

Este contrato de asociación, suscrito entre Ecopetrol y Occidental de Colombia Inc., cuenta con seis campos de producción. Allí se producen 74,41 Kbpd. El término del contrato es hasta el límite económico de sus campos.

b) CASTILLA

Ecopetrol opera de manera directa el campo Castilla ubicado en el departamento del Meta. El proyecto se inició en el año 2000. Al 31 de mayo de 2007 tenía una producción de 58,07 Kbpd. Tiene proyectados como picos de producción los años 2010 y 2011 con 90 Kbpd estimados.

c) RUBIALES

Este contrato de asociación, suscrito entre Ecopetrol y Metapetroleum Ltd, tiene duración hasta marzo del 2016. La participación de Ecopetrol es del 57% de la producción. Al 31 de mayo de 2007 el campo tenía una producción de 18,43 Kbpd.

d) CUSIANA-CUPIAGUA

Para el desarrollo del área Cusiana-Cupiagua se suscribieron los contratos de asociación Tauramena, Chitamena y Recetor. Ecopetrol tiene una participación del 50% de la producción. Al 31 de mayo del 2007 se producían 49,44 Kbpd. Ecopetrol estima que para el año 2020 se hayan terminado los contratos .

e) LA CIRA - INFANTAS

Para el desarrollo de los campos La Cira e Infantas, en el departamento de Santander, Ecopetrol suscribió un contrato de exploración y explotación con la ANH. El término de dicho contrato es hasta el agotamiento del recurso o la devolución del área por parte del contratista. La Empresa tiene una participación del 52% de la producción, la cual, a 31 de mayo de 2007 asciende a 9,44 Kbpde; la participación restante le corresponde a Occidental de Colombia Inc en virtud de un contrato de colaboración empresarial suscrito con Ecopetrol.

(iii) Proyectos de Internacionalización

Dentro de los proyectos de internacionalización, materializados a la fecha o en vías de ser desarrollados, Ecopetrol cuenta con los siguientes:

a) VENEZUELA

Asociación con Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) para la exploración conjunta en la franja del Orinoco (no se ha formalizado aún).

b) ARGENTINA

Compra de una compañía petrolera y la asociación con Repsol Ypf S.A. para la exploración y producción de pequeños campos (no se ha formalizado aún).

c) BRASIL

Primer proyecto de internacionalización vigente. Asociación con Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobrás) para la exploración del bloque Tucano 156. Ecopetrol será el operador del bloque y contará con una participación del 30% en los riesgos y producción del mismo. Para el 31 de diciembre del 2006, las reservas estimadas para Ecopetrol eran de 13 Mbpe.

Así mismo, la Empresa prevé alianzas estratégicas con Perú y Ecuador para la exploración y producción de hidrocarburos.

(iv) Acceso a la tierra

Ecopetrol cuenta con acceso a 15.031 inmuebles a través de servidumbres y propiedades que ha adquirido. De esa cifra, 9.020 corresponden a servidumbres y 6.011, a inmuebles propiedad de Ecopetrol. De manera general, posee títulos plenos y no controvertidos sobre los inmuebles de su propiedad y las servidumbres contratadas.

Como parte de la política de Ecopetrol en materia de gestión inmobiliaria y dada su relevancia para el negocio, se presta colaboración para regularizar y perfeccionar derechos de propiedad a todas aquellas personas poseedoras de inmuebles sobre los cuales Ecopetrol requiere acceso a través de servidumbres. Dicha colaboración se otorga esencialmente a través de soporte y asesoría jurídica, y eventualmente a través de la mediación entre las partes involucradas.

Ecopetrol cuenta con un Plan de Calidad para la Gestión Inmobiliaria aprobado por su Gerencia Administrativa. Mediante este plan, entre otros, Ecopetrol establece tablas de indemnización que le permiten pagar precios justos y de mercado para el acceso a la tierra.

**4.6.1.2 Transporte**

En cuanto a la línea de negocios de transporte, Ecopetrol realiza actividades en relación con oleoductos, gasoductos, poliductos, transporte fluvial, marítimo y carrotanques. Esta sección ilustra de manera general los contratos y negocios más relevantes de Ecopetrol bajo las modalidades antes mencionadas.

(i) Descripción de los principales contratos relacionados con oleoductos

En esta sección se describen de manera general los contratos más relevantes para la Empresa en relación con: (a) el transporte de crudo de su propiedad a través de oleoductos de terceros, y (b) la operación y mantenimiento de oleoductos, estaciones y terminales por parte de Ecopetrol.

**a) CONTRATOS DE TRANSPORTE A TRAVÉS DE OLEODUCTOS DE TERCEROS**

Dentro de estos contratos se pueden resaltar los siguientes:

- Contrato suscrito con Petróleos del Norte S.A. para el suministro del servicio de transporte de volúmenes de crudo, propiedad de Ecopetrol, por el oleoducto Río Zulía – Ayacucho, propiedad de Petróleos del Norte. A través de este oleoducto se mueve un volumen de crudo de aproximadamente 90.000 Bls mensuales correspondiente a los campos de Zulía y Tibú.
- Contrato suscrito con Petrobrás Colombia Limited para el suministro del servicio de transporte de volúmenes de crudo, propiedad de Ecopetrol, por el oleoducto Santiago – El Porvenir, propiedad de Petrobrás Colombia Limited. A través de este oleoducto se lleva un volumen de crudo de aproximadamente 39.783 Bls netos mensual correspondiente a los campos de Asociación Alcaraván y La Punta.
- Contrato suscrito con Mansarovar Energy Colombia Ltd., (antes: Omimex de Colombia Ltda.) para el suministro del servicio de transporte de volúmenes de crudo, propiedad de Ecopetrol, por el oleoducto Velásquez – Galán, propiedad de Omimex de Colombia S.A. A través de este oleoducto se transporta un volumen de crudo de aproximadamente 30.000 Bls de crudo mezcla al mes correspondiente al crudo mezcla despachado de Vasconia a Velásquez 26 como diluyente.
- Contrato suscrito con la Sociedad de Exploración y Explotación Petrolera S.A. (SEEP S.A.) Sucursal Colombia, para el suministro del servicio de transporte de volúmenes de crudo, propiedad de Ecopetrol, por el oleoducto Guaduas – La Dorada, de propiedad de SEEP S.A. A través de este oleoducto se transporta un volumen de crudo de aproximadamente 32.500 Bls al mes correspondiente a las regalías por la explotación del Campo Guaduas producidas bajo los contratos de Asociación Dindal y Río Seco.

Estos contratos tienen todos vigencia hasta el 31 de octubre del 2009; valor indeterminado; las pérdidas no identificables son asumidas por Ecopetrol; las pérdidas identificables (superiores al 0,5% o 1,0% del volumen transportado, según el caso) son asumidas por el transportador; y las pérdidas por fuerza mayor (incluyendo terrorismo) son asumidas por Ecopetrol.

**b) CONTRATOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE OLEODUCTOS, ESTACIONES Y TERMINALES**

Aquí se describen los contratos más relevantes para Ecopetrol, en relación con la operación y mantenimiento de oleoductos, estaciones y terminales.

- Contrato suscrito con Oleoducto Central S.A. para la operación y mantenimiento, por parte de Ecopetrol, de las estaciones Porvenir, Miraflorez y Vasconia. Este contrato tiene duración hasta el primero de diciembre del 2010 y le representa a Ecopetrol ingresos por USD 344.101 mensuales más IVA.
- Contrato suscrito con Oleoducto de Colombia S.A. para la operación y mantenimiento, por parte de Ecopetrol, de la estación Vasconia y la terminal Coveñas. Este contrato tiene duración indefinida y le representa a Ecopetrol ingresos por COP 3,6 millardos anuales.
- Contrato suscrito con Oleoducto de Colombia S.A. para la operación y mantenimiento, por parte de Ecopetrol, de la estación Caucasia, la operación del oleoducto y la supervisión, control e interventoría del mantenimiento del oleoducto y de las vías de acceso al sistema Vasconia – Coveñas. Este contrato tiene duración indefinida y le representa a Ecopetrol ingresos por USD530.000 anuales.
- Contrato de arrendamiento del Oleoducto Central de los Llanos S.A. OCENSA – Ecopetrol, suscrito entre Ecopetrol (arrendador) y OCENSA (arrendatario). Mediante este contrato Ecopetrol arrendó la línea de 20" Porvenir – La Belleza y los equipos e instalaciones de las estaciones Porvenir y Miraflorez, y las instalaciones de Vasconia, que dan soporte a la operación del Patín de Alta instalado por OCENSA. Este contrato tiene una duración indefinida y Ecopetrol recibe en virtud del mismo un canon mensual de USD 3.125.000, ajustado anualmente.

**c) CONTRATOS DE TRANSPORTE A TRAVÉS DE GASODUCTOS**

En esta sección es importante aclarar que Ecopetrol suscribió tres (3) contratos bajo la modalidad BOMT para realizar el transporte de gas natural a través de gasoductos. Según la definición del Decreto Nacional 2225 de 2000, los BOMT (Build, Operate, Maintain and Transfer, por sus siglas en inglés) son una modalidad de contrato que se suscribe con el propósito de construir, operar, mantener y transferir un gasoducto de transporte de Gas Natural que hace parte de un determinado sistema.

Los contratos suscritos por Ecopetrol para la prestación del servicio de transporte de gas natural fueron los siguientes.

- Contrato BOMT No. DIJ-738 suscrito con Transgas de Occidente S.A., para la prestación del servicio de transporte de gas natural entre Mariquita (Tolima) y Cali (Valle del Cauca), mediante el cual se otorga a Ecopetrol la totalidad de la capacidad del gasoducto.
- Contrato No. VIT-GTL-0001-98 suscrito con Gases de Boyacá y Santander S.A.-GBS S.A., para la prestación del servicio de transporte de gas natural por gasoducto a 39 localidades de Boyacá y Santander, mediante el cual se otorga a la Empresa la totalidad de la capacidad instalada.
- Contrato DIJ-(P)-515 suscrito con Centragas - Transportadora de Gas de la Región Central de Enron & Cía. S.C.A., para la prestación del servicio de transporte de gas natural entre Ballena (Guajira) y Barrancabermeja (Santander).

Dichos contratos contemplaban una etapa previa de construcción del gasoducto y su posterior operación y mantenimiento por parte del contratista. Por último, para la transferencia de la infraestructura se le dio a Ecopetrol la posibilidad de ejercer una opción de compra para la adquisición de los gasoductos.

Ahora bien, los contratos BOMT fueron posteriormente cedidos a Ecogás el 1 de abril de 1998, quien a su vez realizó una cesión de sus activos, derechos y contratos a la sociedad Transportadora de Gas del Interior S. A. ESP, TGI S.A. ESP,



sociedad filial de la Empresa de Energía de Bogotá, quien actualmente es la titular de los derechos derivados de los BOMT.

No obstante, por decisión del Gobierno Nacional Ecopetrol mantuvo algunas de las obligaciones derivadas de dichos contratos. En este sentido, las obligaciones relacionadas con el pago de las tarifas previstas en los Contratos BOMT con Transgas de Occidente S. A. (Contrato BOMT No. DIJ-738) y Gases de Boyacá y Santander S.A. – GBS S.A. (Contrato No. VIT-GTL-0001-98), quedaron en cabeza de la Empresa.

Adicionalmente, se le cedió a TGI el derecho de recibir la transferencia de las instalaciones (Gasoductos) en los casos de terminación anticipada de los BOMT, pero Ecopetrol quedó obligada al pago del precio de transferencia de las instalaciones, sin perjuicio del derecho que tiene de repetir contra Ecogás, por la parte que de dicho pago le corresponda. Finalmente, también se le cedió a TGI el derecho de ejercer la opción de compra de los gasoductos.

Sin perjuicio de las anteriores consideraciones, mediante el Decreto 958 de 1998 se aprobó el esquema de pagos y demás condiciones financieras de los pagos que Ecogás debe hacer a Ecopetrol como compensación de la escisión ordenada por la Ley 401 de 1997.

Por este motivo, la Nación a través del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP), Ecopetrol y Ecogás suscribieron un convenio interadministrativo para regular la entrega al MHCP de los recursos que Ecogás debe pagar a la Empresa conforme al esquema de pagos establecido en el Decreto 958 de 1998 y los cuales ascienden a Cop3.666.095.787.316 (aproximadamente). El propósito de dicho convenio interadministrativo es que el Ministerio maneje, administre e invierta los recursos por cuenta y nombre de Ecogás.

**d) CONTRATOS DE TRANSPORTE A TRAVÉS DE POLIDUCTOS**

Al 31 de mayo del 2007, Ecopetrol no había suscrito contratos para el transporte por poliductos, ya que estas operaciones se realizan bajo la figura de nominación, con tarifas que son de conocimiento público conforme a la costumbre comercial.

**e) CONTRATOS DE TRANSPORTE FLUVIAL**

A través de esta modalidad se transportan hidrocarburos por el río Magdalena entre Barrancabermeja, Cartagena y Barranquilla. Mediante el transporte fluvial, Ecopetrol mueve aproximadamente 12,25 millones de barriles anuales de hidrocarburos. Los contratos suscritos bajo esta modalidad de transporte representan un valor aproximado de COP89.000 millones anuales. Para el transporte fluvial la Empresa utiliza embarcaciones propiedad de terceros, y la responsabilidad ambiental (riesgo del producto transportado) la asume el transportador.

A continuación se listarán y describirán de manera general los contratos más relevantes para Ecopetrol en relación con transporte fluvial, los cuales tienen una duración de 1.339 días o hasta el 31 de julio del 2010, lo que ocurra primero.

- Contrato suscrito con la Naviera Fluvial Colombiana S.A. para el transporte de un volumen base de 4.800.000 barriles de combustibles líquidos por año en las rutas Barrancabermeja – Cartagena – Barrancabermeja, Barrancabermeja – Barranquilla, y/o aquellas rutas en el río Magdalena que fueren requeridas para atender las necesidades operacionales de Ecopetrol.
- Contrato suscrito con la Transportadora Fluvial del Caribe Ltda. para el transporte de un volumen base 250.000 barriles de combustibles líquidos por año en las rutas Barrancabermeja – Cartagena – Barrancabermeja, Barrancabermeja – Barranquilla, y/o aquellas rutas en el río Magdalena que fueren requeridas para atender las necesidades operacionales de Ecopetrol.
- Contrato suscrito con Castromar Navegaciones S.A. para el transporte de un volumen base de 190.000 barriles de combustibles líquidos por año en las rutas Barrancabermeja – Cartagena – Barrancabermeja, Barrancabermeja – Barranquilla, y/o aquellas rutas en el río Magdalena que fueren requeridas para atender las necesidades operacionales de Ecopetrol.
- Contrato suscrito con Transportes Fluviales Bernardo Monsalve y Cía. Ltda. para el transporte de un volumen base de 290.000 barriles de combustibles líquidos por año en las rutas Barrancabermeja – Cartagena – Barrancabermeja, Barrancabermeja – Barranquilla, y/o aquellas rutas en el río Magdalena que fueren requeridas para atender las necesidades operacionales de Ecopetrol.
- Contrato suscrito con Remolcadores y Planchones S.A. para el transporte de un volumen base de 350.000 barriles de combustibles líquidos por año, en las rutas Barrancabermeja – Cartagena – Barrancabermeja, Barrancabermeja – Barranquilla, y/o aquellas rutas en el río Magdalena que fueren requeridas para atender las necesidades operacionales de Ecopetrol.
- Contrato suscrito con Transportes Fluviales Colombianos LTDA para el transporte de un volumen base de 900.000 barriles de combustibles líquidos por año, en las rutas Barrancabermeja – Cartagena – Barrancabermeja, Barrancabermeja – Barranquilla, y/o aquellas rutas en el río Magdalena que fueren requeridas para atender las necesidades operacionales de Ecopetrol.

**f) CONTRATOS DE TRANSPORTE MARÍTIMO**

La contratación de buques para las operaciones desarrolladas por la Gerencia de Comercialización Internacional se rige por el Manual de Contratación de Ecopetrol y cada operación está relacionada con una contratación previa o paralela de compra/venta de hidrocarburos.

Los contratos de fletamento de la Empresa deben ajustarse al formato Charter Party Asbatankvoy/Exxonvoy/Shellvoy/BPVoy y el clausulado de Valero (VALERO MARKETING AND SUPPLY COMPANY – CHARTER PARTY CLAUSES).

**g) CONTRATOS DE TRANSPORTE POR CARROTANQUES**

De manera general los contratos en cuestión tienen el objeto de transportar hidrocarburos para Ecopetrol a través de carrotanques por medio de 33 rutas que conectan diferentes puntos del territorio nacional (19 rutas permanentes y 14 emergentes) y que abarcan aproximadamente 5.005 kilómetros. Los hidrocarburos transportados a través de esta modalidad representan 28 Kbpdc, de los cuales el 70% corresponde a exportación y refinación; el 25%, a nafta para castilla, y el 5%, a rutas emergentes de refinados.

La flota de propiedad de terceros está compuesta por cerca de 850 carrotanques que realizan las operaciones de carga en 11 llenaderos con capacidad de 149 Kbpdc y de descarga en 5 terminales con capacidad de 63 Kbpdc.

Mediante el transporte terrestre a través de carrotanques, Ecopetrol mueve aproximadamente 12,25 millones de barriles anuales de hidrocarburos en una operación que es monitoreada desde Bogotá. Los contratos suscritos bajo esta modalidad tienen un valor total aproximado de COP123.000 millones.

Cabe aclarar que los contratistas son responsables por el retiro, transporte y entrega del petróleo crudo hasta el destino final y que deben responder por cualquier daño ambiental que se ocasione durante la ejecución del contrato.

A continuación se listarán y describirán de manera general los contratos más relevantes para Ecopetrol en relación con transporte por carrotanques, los cuales tienen una duración hasta el 30 de noviembre del 2009.

- Contrato suscrito con Coopetran Ltda. para el transporte de petróleo crudo e hidrocarburos por un valor estimado de COP69.253.715.130
- Contrato suscrito con Colombiana de Tanques - Coltanques Ltda. para el transporte de petróleo crudo e hidrocarburos por un valor estimado de COP51.670.017.498.
- Contrato suscrito con Contraserca Ltda. (Cooperativa de Transportes y Servicios de Casanare Ltda.) para el transporte de petróleo crudo e hidrocarburos por un valor estimado de COP44.221.686.593.
- Contrato suscrito con Turbomack S.A para el transporte de petróleo crudo e hidrocarburos por un valor estimado de COP37.665.709.346.
- Contrato suscrito con Adispetrol Ltda. para el transporte de petróleo crudo e hidrocarburos por un valor estimado de COP37.665.709.346.
- Contrato suscrito con Cotranscopetrol Ltda. para el transporte de petróleo crudo e hidrocarburos por un valor estimado de COP43.903.835.723.
- Contrato suscrito con Transportes Joalco S.A. para el transporte de petróleo crudo e hidrocarburos por valor estimado de COP13.398.992.569.
- Contrato suscrito con Covocolo Ltda. para el transporte de petróleo crudo e hidrocarburos por un valor estimado de COP13.398.992.569.
- Contrato suscrito con Transportes y Líquidos de Colombia TLC S.A. para el transporte de petróleo crudo e hidrocarburos por un valor estimado de COP7.447.458.922.
- Contrato suscrito con Transdepet y Carga Ltda. para el transporte de petróleo crudo e hidrocarburos por un valor estimado de COP5.438.247.876.

**4.6.1.3 Refinación**

Dentro de la línea de negocios de refinación, los contratos más relevantes para Ecopetrol esencialmente se pueden agrupar en dos clases, aquellos relacionados con la refinería de Cartagena (propiedad de la sociedad Refinería de Cartagena S.A., de la cual Ecopetrol es propietaria del 48,9999%) y aquellos relacionados con la Refinería de Barrancabermeja, de propiedad de Ecopetrol. La refinación en ambas representa un 98% del total de la capacidad de refinación de Ecopetrol.

Es fundamental resaltar que Ecopetrol ha suscrito dos contratos con Shell Global Solutions International BV, mediante los cuales le presta a la Empresa asesoría técnica especializada (actividades de identificación, planeación y priorización en relación con actividades petrolíferas y de gas en negocios exploración y producción y refinación y transporte, con el propósito de lograr niveles más altos de eficiencia) y servicios técnicos (mejoramiento integral de los complejos) para las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja.

**(i) Refinería de Barrancabermeja**

Allí, Ecopetrol ha dado inicio a un Proyecto de Hidrotratamiento, con inversiones cercanas a los USD473 millones, con el propósito de contar con plantas e instalaciones que permitan alcanzar la calidad de la Gasolina Motor y el Combustible Diesel que produce para cumplir con la Resolución 1180 del 21 de junio de 2006, expedida por los ministerios de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y de Minas y Energía. En términos generales, dicha resolución regula la calidad de los combustibles líquidos (Gasolinas y Diesel) para uso en Colombia, exigiendo la producción de combustibles más limpios para el mercado nacional, limitando el contenido de azufre a 300 Ppm en la Gasolina y 500 Ppm en el Diesel a partir de diciembre del 2010, con cumplimiento de especificaciones intermedias en el 2007 y el 2008.

A continuación se encontrarán los aspectos más relevantes del Proyecto de Hidrotratamiento en cuestión:

**ALCANCE:**

- Construir 7 nuevas plantas
- Construir interconexiones con la refinería existente
- Construir las facilidades adicionales requeridas, tales como: cuarto de control, tanques de almacenamiento, modificaciones en la Torre Enfriadora, subestación eléctrica, e instalación de bombas para manejo de cargas y productos.

**CRONOGRAMA DE EJECUCION:** del 2006 al 2009.

En relación con lo anterior se adjudicaron los procesos de contratación para la construcción de facilidades internas, facilidades externas y adecuación de área y reubicación de tanques, mediante contratos suscritos con el Consorcio Ismocol – Termotécnica - Sadeven (construcción del *inside battery limit*<sup>30</sup>, por un valor de COP 225.313.937.942,00), el Consorcio Inelectra- Scharader Camargo (EPC del *outside battery limit*<sup>31</sup>, por un valor de USD25.065.551,07 más COP101.277.958.084,78) y el Consorcio Santos CMI Morelco (EPC de la infraestructura por un valor de USD8.379.725,17 más COP49.936.465.299,29). Adicionalmente, Ecopetrol suscribió el 9 de octubre de 2006 con la Unión Temporal Technip Italy SpA - Tipiel S.A., un contrato para el gerenciamento e interventoría del proyecto (y sus contratos) por un valor de USD26.150.886 más COP60.152.538.064, sin incluir impuestos.

**(ii) Refinería de Cartagena**

Para Ecopetrol, el contrato más relevante en relación con esta refinería es el de mandato, suscrito con Refinería de Cartagena S.A. el 19 de octubre del 2006, mediante el cual Refinería de Cartagena S.A. le otorga poder y autorizaciones a Ecopetrol para que actúe en su nombre y la represente en la ejecución, operación, mantenimiento y administración de la Refinería de Cartagena. El contrato de mandato tiene una duración de 4 años a partir del 31 de marzo del 2007. Este plazo es prorrogable por términos de 1 año o fracciones de año, hasta que el proyecto de ampliación y modernización concluya y la refinería ampliada entre en operación. De manera general, la remuneración de Ecopetrol en virtud de este contrato corresponde a un pago fijo mensual por costos fijos, más un componente variable que se pagará anualmente de acuerdo con los indicadores de gestión previstos y acordados en el contrato. De acuerdo con el contrato de mandato en cuestión, Ecopetrol está obligado a mantener indemne a la Refinería de Cartagena S.A. y a responder en términos generales por la culpa grave o dolo en desarrollo de sus obligaciones y actos, y reconocerá el daño emergente causado al mandatario por causas imputables a Ecopetrol siempre que se encuentre debidamente probado y tasado y medie culpa grave o dolo.

**4.6.2 Procesos Judiciales**

Al 31 de marzo del 2007, Ecopetrol contaba con 2.276 litigios involucrándola como demandante o demandada por un monto total aproximado de COP2.358 millones. Se debe tener en cuenta que algunas de las contingencias litigiosas no han sido valoradas, en la medida en que los demandantes que inician dichas acciones se abstienen de cuantificar sus pretensiones, al tiempo que otras son de difícil o imposible valoración, pues buscan la realización de actividades que no son valorables en este momento. De dichos procesos todos salvo uno ante la Cámara de Comercio Internacional de París (arbitramento con Centragas) son locales. A continuación se incluye una tabla que describe los litigios en cuestión en razón a su monto y porcentaje (sobre el mencionado total de COP2.358 millones), y la jurisdicción a la que corresponden

Jurisdicción	%	Monto
Laboral	51%	COP159 millones
Contencioso Administrativo	21%	COP1.075 millones
Civil	8%	COP973 millones
Penal	20%	COP41 millones
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>COP2.358 millones</b>

Del total de litigios, en 1.605 actúa Ecopetrol como demandado. Éstos suman un aproximado de COP1.761 millones, mientras que en los 671 procesos que actúa como demandante tienen un valor total aproximado de COP597 millones.

Ecopetrol cuenta con el programa SIJUR (Sistema de Información Jurídica de Ecopetrol), al igual que con políticas y procedimientos, mediante los cuales la información relacionada con litigios se actualiza tan pronto se tiene conocimiento acerca de un litigio o el desarrollo del mismo. Mediante el SIJUR, entre otros, Ecopetrol administra información sobre el tipo de proceso, demandado / demandante, hechos, pretensiones y su cuantía, autoridad competente, ciudad, etc., para cada proceso. Adicionalmente, a través del SIJUR y de las políticas y valoraciones de Ecopetrol se puede determinar si un litigio se clasifica como: (i) de Alto Impacto (superiores a COP5 mil millones) o Bajo Impacto (iguales o inferiores a COP5 mil millones), y (ii) probable (50% o más probabilidades estimadas), eventual (21% al 49% de riesgo estimado) o remoto (20% o menos probabilidades estimadas) de obtener un resultado desfavorable para la Empresa.

Ecopetrol constituye provisiones equivalentes al ciento por ciento del valor de la contingencia sólo en la medida en que el riesgo de que dicha contingencia ocurra sea calificado por el apoderado a cargo del respectivo proceso como probable. Para los fallos

<sup>30</sup> In side battery limit: Área que incluye las 7 unidades de proceso y sus respectivas facilidades industriales.

<sup>31</sup> Out side battery limit: Área fuera de los límites de las unidades de proceso, incluidas en el in side battery limit

condenatorios en primera instancia la Empresa provisiona el ciento por ciento del monto de los respectivos fallos. Las contingencias cuya ocurrencia se califica como eventual o remota no son provisionadas. Debe tenerse en cuenta que la valoración de las provisiones se hace según el valor nominal de las pretensiones de la demanda y que Ecopetrol no cuenta con un mecanismo que le permita traer a valor presente el valor de las contingencias y de sus respectivas provisiones. Ecopetrol se encuentra en este momento en la búsqueda de soluciones informáticas o de otra índole que le permitan traer de manera permanente a valor presente las contingencias litigiosas y las respectivas provisiones.

#### **4.6.2.1 Procesos Relevantes**

En relación con los procesos en que Ecopetrol actúa como demandado, se adjunta como anexo No.4 una tabla en la que se describen de manera general los [55] procesos más relevantes y que representan aproximadamente el [90%] del total del monto involucrado de los referidos litigios.

De los mencionados procesos, los más relevantes son:

(i) **Proceso ordinario No. Rad. 97-4926. Foncoeco - Fondo de Participación de Utilidades de los Trabajadores y Extrabajadores de Ecopetrol (“Foncoeco”) contra Ecopetrol ante el Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá**

A inicios de la década de los años sesenta, Ecopetrol adoptó como política la distribución de un pequeño porcentaje de las utilidades líquidas a favor de los trabajadores. Fue así como en 1965 repartió entre sus trabajadores, por primera vez, una suma equivalente al 1% de las utilidades correspondientes al año inmediatamente anterior. Sin embargo, debido a restricciones reglamentarias se estableció que la participación de utilidades debía ser recibida por un fondo conformado por empleados de Ecopetrol.

En 1997 algunos empleados y ex empleados de Ecopetrol constituyeron el fondo mencionado y presentaron una demanda de rendición provocada de cuentas contra Ecopetrol por los dineros que supuestamente debió haber transferido a los empleados por participación en utilidades. De acuerdo con la demanda el valor adeudado a Foncoeco se estimó en COP64.000.000.000.

Aunque Ecopetrol se opuso a la obligación de rendir cuentas frente a Foncoeco y al valor estimado de la deuda, los jueces de primera y segunda instancia determinaron que tal obligación sí existió, pero sólo durante el periodo entre 1965 a 1977, por lo que se dio trámite al incidente de rendición de cuentas correspondiente. Las cuentas rendidas por Ecopetrol dieron un saldo a favor de Foncoeco por valor de COP3.221.987,56.

Sin embargo, ante la objeción de Foncoeco de las cuentas rendidas por Ecopetrol, el juez de primera instancia decretó un dictamen pericial en el cual el perito determinó que la suma a cargo de Ecopetrol y a favor de Foncoeco es de COP531.833.685.771. Dicho dictamen no fue objetado por Ecopetrol en tiempo y fue acogido por el juez en la sentencia. La sentencia que determinó el monto adeudado fue apelada por Ecopetrol, quien sostiene que el juez acogió un dictamen pericial que contenía errores gruesos evidentes.

Ecopetrol considera que el dictamen pericial contiene los siguientes errores: no se limitó a estimar las sumas adeudadas en el período definido por la sentencia (1965 a 1977), sino que lo extendió hasta 1997. Adicionalmente, el perito determinó sin fundamento alguno que el porcentaje de las utilidades que debía transferir Ecopetrol al fondo era del 3%.

La Empresa ha presentado un recurso de revisión contra la sentencia que le ordenó rendir cuentas, debido a una supuesta violación al debido proceso.

Ecopetrol ha provisionado por este proceso la suma de COP64.000.000.000, separándose de su política general en materia de provisiones, según la cual, siempre que haya un fallo adverso de primera instancia en su contra, se debe establecer una provisión equivalente al ciento por ciento del valor de la condena. Esta provisión fue establecida así, con base en un concepto rendido por el abogado responsable del proceso.

(ii) **Acciones populares y acciones contractuales del Departamento del Tolima y del Municipio de Melgar en contra de Ecopetrol y otros. Tribunal Administrativo del Tolima**

En 1995 Ecopetrol suscribió con Petrobrás Colombia Limited y Nexem un contrato de asociación bajo la vigencia de la Ley 142 de 1994, en el cual se estableció, de conformidad con la ley vigente, una participación del Departamento del Tolima y del municipio de Melgar en un porcentaje fijo cercano al 25% de lo que se llegare a explotar.

Sin embargo, antes de que se realizara el hallazgo de petróleo entró en vigencia la Ley 508 de 1999, que determinó que la misma era aplicable para la determinación de regalías resultantes de descubrimientos realizados con posterioridad a su entrada en vigencia y estableció porcentajes de definición de regalías variables según el volumen de los hidrocarburos encontrados.

Ecopetrol procedió a liquidar las regalías con base en la Ley 508 de 1999, que fue posteriormente declarada inexecutable, aunque la inexecutable sólo debía producir efectos con posterioridad a la expedición de la sentencia.

Tanto el municipio de Melgar como el Departamento del Tolima alegan, a través de sendas acciones contractuales y populares, que la liquidación de las regalías realizada con base en la Ley 508 de 1999 es improcedente, en primer lugar, porque los contratos se rigen por la ley vigente en el momento de su celebración, esto es la Ley 141 de 1994, y, en

segundo lugar, porque la liquidación de regalías hecha con base en una ley declarada inexecutable es ilegal. El municipio de Melgar reclama la suma de COP40.352.169.071, mientras que el Departamento del Tolima reclama la suma de COP82.286.654.917.

Ecopetrol, por el contrario, argumenta que la liquidación de las regalías es un asunto de ley que no puede ser modificado por las partes; que la liquidación de regalías es competencia del Ministerio de Minas y Energía; que aunque el contrato se celebró durante la vigencia de la Ley 141 de 1994, el descubrimiento de petróleo se dio durante la vigencia de la Ley 508 de 1999, por lo que esta última es aplicable; y que la declaración de inconstitucionalidad de la Ley 508 sólo produjo efectos a partir de la expedición de la sentencia correspondiente y que por lo tanto la liquidación de regalías hecha con base en la misma ley con posterioridad a su expedición, pero antes de su declaración de inexecutable, es perfectamente válida.

Adicionalmente, en relación con la acción popular y con la acción contractual iniciadas por el municipio de Melgar, es relevante tener presente que se suscribió un otrosí al contrato de explotación el 8 de septiembre del 2000 (fecha anterior a la declaración de inconstitucionalidad de la Ley 508 de 1999) en el que se varió la determinación de regalías de manera voluntaria y que el municipio de Melgar aceptó cambiar el porcentaje de liquidación fijo inicial equivalente al 20%, por uno variable que oscila entre el 5% y el 25%.

En la sentencia de primera instancia de la acción contractual iniciada por el municipio de Melgar, el Tribunal Administrativo del Tolima ordenó al Ministerio de Minas y Energía a reliquidar el monto de las regalías con base en el porcentaje inicialmente pactado (20%). Sin embargo el Consejo de Estado declaró la nulidad del proceso porque nunca se vinculó a dicho Ministerio al proceso. Igual situación se presentó en relación con la acción contractual iniciada por el Departamento del Tolima, pero el incidente de nulidad propuesto aún no ha sido decidido de manera definitiva.

Por otra parte, las acciones populares fueron falladas a favor del municipio de Melgar y del Departamento del Tolima en primera instancia y los recursos de apelación interpuestos contra las mismas se encuentran pendientes de decisión ante el Consejo Estado.

Por razón de las acciones populares mencionadas Ecopetrol ha establecido provisiones por valor de COP82.286.654.917 y COP40.351.169.071; las contingencias derivadas de estas acciones se califican como probables. No existen provisiones por las acciones contractuales, cuya contingencia ha sido calificada como remota, debido a que ellas tienen la misma finalidad que las acciones populares.

(iii) **Acción de controversias contractuales No. 2002-1792. Latinamerican Hydrocarbon Corporation S.A. "LAHCORP" contra Ecopetrol. Tribunal Administrativo de Cundinamarca**

LAHCORP demandó a Ecopetrol para que un juez declarase que este último incumplió el contrato suscrito el 9 de marzo de 1998 para el suministro de condensado de Apiay producido por Ecopetrol. LAHCORP busca la indemnización de los perjuicios correspondientes, los cuales estimó en COP162.052.177.220.

Según LAHCORP, Ecopetrol terminó el contrato de manera anticipada efectivo al 8 de marzo del 2001, mientras que se había obligado a suministrarle condensado de Apiay por término de tres años que sólo empezaría a contar desde la fecha en que estuvieran listas algunas obras en la planta de tratamiento de LAHCORP. Según LAHCORP el término con que contaba para adelantar las obras necesarias era de seis a nueve meses, contados desde la fecha de celebración del contrato, vencidos los cuales debía iniciarse el suministro por un término de tres años.

Ecopetrol, por su parte, considera que, según el tenor literal del contrato, el mismo tenía una duración total de tres años contados a partir de la fecha de suscripción del mismo, los cuales expiraron el 8 de marzo del 2001, por lo que lo que no hubo incumplimiento, sino que el contrato expiró por el vencimiento del término.

Este proceso se encuentra en etapa probatoria en primera instancia. Ecopetrol califica como remota la posibilidad de pérdida de esta contingencia.

(iv) **Acción ordinaria de responsabilidad civil extracontractual No. 2000-0528. Municipio de San Antero contra Ecopetrol y otros. Juzgado Único Civil del Circuito de Lórica**

De acuerdo con el municipio demandante, Ecopetrol y otras compañías petroleras han generado severos daños ambientales a través de sus operaciones de cargue y exportación de hidrocarburos en la zona costera del Golfo de Morrosquillo, de donde parten las tuberías hacia las unidades de cargue localizadas mar adentro. De acuerdo con los demandantes, los daños en el oleoducto y los errores de cargue del buque cisterna a través del cual Ecopetrol transporta al exterior los hidrocarburos exportados han dado lugar a gravísimos daños ecológicos.

Ecopetrol se ha defendido indicando que el Municipio de San Antero no ha indicado cuáles son los daños ambientales concretos generados en la zona y, adicionalmente, que no existe relación de causalidad entre los supuestos daños ambientales y la actividad de Ecopetrol. El municipio de San Antero reclama una indemnización por valor de COP250.000.000.000.

Además, Ecopetrol ha propuesto la excepción de cosa juzgada. De acuerdo con la Empresa, el Tribunal Administrativo de Córdoba resolvió iguales pretensiones formuladas también por el municipio de San Antero en una acción de reparación directa que finalizó en el 2003 con sentencia a favor de Ecopetrol.

Este proceso se encuentra en etapa probatoria en primera instancia. Ecopetrol considera que esta contingencia es remota.

(v) **Acción popular No. 29875A. Junta de Acción Comunal El Llanito y otros contra Ecopetrol. Juzgado 22 Civil del Circuito de Bogotá**

Los demandantes señalan que Ecopetrol (refinería Barrancabermeja) hace vertimientos de sustancias contaminantes en la ciénaga Miramar, los caños San Silvestre y el Rosario y en otras vías fluviales que finalmente llegan a la Ciénaga del Llanito, en donde ha generado graves daños al ecosistema. Además, sostienen que los perjuicios a su comunidad son mucho más graves, como quiera que gran parte de la población de la zona deriva su sustento de la actividad pesquera, la cual supuestamente se ha visto seriamente afectada. Por esas razones buscan una indemnización por valor de COP115.000.000.000.

El juez de primera instancia, a través de sentencia del 26 de febrero del 2007, declaró que los demandantes no habían demostrado la existencia de un daño ambiental imputable a Ecopetrol y que por el contrario aparecía demostrado que las políticas sociales y de educación de Ecopetrol en la zona de influencia relacionada con este proceso, contribuían a prevenir daños ecológicos.

Este proceso se encuentra en etapa probatoria en la decisión de primera instancia fue apelada y se encuentra pendiente de resolución. La calificación de la contingencia es como de remota.

#### **4.6.2.2 Procesos Laborales**

Ecopetrol afronta, como parte demandada, 1.130 procesos laborales. Las pretensiones de la totalidad de las demandas en mención ascienden a la suma de COP146.918.088.728, de los cuales la compañía tiene provisionados COP76.650.497.900. Los restantes COP70.267.590.828 aparecen en cuentas de orden en contra de Ecopetrol.

Dentro de los 1.130 procesos, las pretensiones de 19 de ellos superan los COP1.000.000.000, tres de las cuales ascienden a más de los COP5.000.000.000 por lo que estos procesos se consideran de alto impacto. Dichas demandas se fundamentan de manera general en la presunta existencia de la figura jurídica del contratista independiente, en donde los trabajadores de un tercero que le prestó algún servicio a Ecopetrol reclaman que este último, en forma solidaria, les cancele los supuestos salarios, prestaciones sociales e indemnizaciones por despidos colectivos adeudados por quien fuera su empleador, es decir, el contratista.

De los 19 procesos más relevantes en materia laboral, existe una probabilidad de riesgo “probable” de obtener fallo desfavorable en el 21% de ellos, una probabilidad de riesgo “eventual” de obtener un fallo desfavorable en el 26% de los mismos y, finalmente, una probabilidad de riesgo “remota” de obtener un fallo desfavorable en el 53%.

Otros procesos se cimientan en la pretendida violación de la Convención Colectiva de Trabajo en cuanto a la forma de liquidar el pago de algunos rubros y, por lo tanto, exigen la reliquidación de los mismos de acuerdo con el texto convencional. Otros se basan en accidentes de trabajo ocurridos por la hipotética culpa leve de Ecopetrol y, en consecuencia, reclaman la indemnización plena de perjuicios. Otros solicitan reintegros o reclaman la violación de aparentes derechos adquiridos por la variación de la jornada de trabajo. Finalmente, en el resto de los procesos significativos se alega una pretendida existencia de la figura de la sustitución patronal entre Shell Cóndor S.A. y Ecopetrol y, por consiguiente, la obligación de éste último de asumir la carga pensional.

Algunos de estos procesos son significativos por el monto de las pretensiones y, otros, porque una eventual condena en contra de Ecopetrol podría generar un precedente negativo para la empresa que otras personas que están en similares condiciones de hecho y de derecho verse incentivadas, a demandar.

Los procesos o las eventuales demandas que podría desencadenar lo anterior versarían sobre la incidencia salarial de algunos pagos y situaciones como la del denominado “tiempo perdido”, lo cual conllevaría a la reliquidación de las prestaciones sociales y de las pensiones, la indexación de la primera mesada pensional, el reintegro de algunos de los trabajadores despedidos con justa causa a raíz del paro del año 2003 y las múltiples acciones de tutela que versan sobre temas pensionales y de salud.

#### **4.6.2.3 Procesos Relacionados con la Capitalización / Contra la Ley 1118 de 2006 y el Decreto Ley 1760 de 2003**

Al 31 de mayo del 2007 Ecopetrol no tiene conocimiento de la admisión de demanda alguna en contra del Decreto Ley 1760 de 2003.

En relación con la Ley 1118 de 2006, existen cuatro demandas instauradas ante la Corte Constitucional, como se relacionan a continuación:

- Demanda instaurada contra el texto completo de la Ley 1118 de 2006, interpuesta por el ciudadano Andrés de Zubiría Samper. Mediante C-542 del 2007 la Corte Constitucional se declaró inhibida para pronunciarse respecto de esta demanda por ineptitud sustantiva de la misma.
- Demanda interpuesta contra los artículos 6 (total) y 7 (parcial), interpuesta por el ciudadano David Suárez Tamayo. Se encuentra en el despacho de la Magistrada Clara Inés Vargas;

- Demanda interpuesta contra el artículo 7 (parcial), interpuesta por los ciudadanos José Johnny Martínez Donoso, Raúl Fernández Zafra, Jorge Enrique Peña Daza y Alfredo Castaño Martínez. Se encuentra en el despacho del Magistrado Humberto Sierra Porto.
- Demanda instaurada contra el artículo 8, interpuesta por Alejandro Acevedo Guerrero, Juan Ramón Ríos Monsalve y César Eduardo Loza Arenas.

En todas las demandas (salvo la cuarta en la cual no se fijado en lista para efectos de presentar oposición a la demanda) fueron presentados, en tiempo, sendos escritos de oposición por parte de Ecopetrol y de otras entidades tales como los Ministerios de Minas y Energía y Hacienda y Crédito Público, y la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH.

#### **4.6.3 Patentes, marcas y otros derechos de propiedad relevantes**

Ecopetrol cuenta con 39 marcas en Colombia, entre las cuales se destaca su marca principal "Ecopetrol" registrada en las clases 4 y 42. En términos generales, la Clase 4 comprende productos como *aceites y grasas industriales; lubricantes; productos para absorber, regar y concentrar el polvo; combustibles y materias de alumbrado* entre otros. A su vez, la Clase 42 se encuentra protegiendo servicios como *"servicios de asistencia técnica en la industria de explotación comercialización e industrialización del petróleo; servicios de distribución y apoyo a otras industrias de esta naturaleza, servicios de explotación de plantas de refinerías del petróleo y adecuación de plantas relativas a esta industria."* La mayoría de estas marcas aún tienen como titular a la "Empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol".

En el exterior, Ecopetrol tiene su marca principal "Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol" protegida en la Clase 4 de la Clasificación Internacional de Niza de la siguiente manera: dos registros en Estados Unidos, dos en Perú y dos en Argentina.

En materia de patentes en Colombia Ecopetrol cuenta con cinco patentes de invención concedidas y actualmente vigentes, y seis patentes de invención actualmente en trámite. En el exterior, Ecopetrol es titular de doce patentes de la siguiente manera: cinco en Ecuador, tres en Venezuela, una en Brasil y tres en Estados Unidos. De las patentes en cuestión, existe una cuya titularidad se comparte con la Universidad Nacional de Colombia, por la cual Ecopetrol no recibe regalía alguna.

En cuanto a regalías pagadas por Ecopetrol por concepto de derechos de propiedad intelectual, la compañía no utiliza marcas, patentes, ni ningún otro bien relacionado con propiedad intelectual de terceros, razón por la cual no paga regalías por este concepto.

Sobre regalías recibidas por parte de Ecopetrol, es relevante anotar que si bien sobre la marca "HDP" y sobre la patente en Colombia denominada "Herramienta Desarenadora de Pozos" hay una licencia inscrita a favor de un tercero, Ecopetrol no recibe pago de regalía alguna por dichas licencias.

#### **4.6.3.1 Marcas** Marcas en Colombia:

Marca	Titular	Expediente	Clase	Certificado	Estado
HDP	EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS Ecopetrol	98-052393	7	220270	Vigente 19/08/2009

En relación con licencias con terceros, la marca HDP registrada bajo el número de Certificado 220270 de titularidad de la "Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol" tiene inscrita una Licencia de Uso a favor de "General Pipe Service Incorporated" contrato que fue suscrito el 11 de junio del 2002 bajo el número N<sup>o</sup> LIC-001-2002 y cuya vigencia es por cinco años contados a partir de esta fecha (11 de junio de 2007), de acuerdo con el cual Ecopetrol recibe como regalías el 50% de la utilidad generada por la venta de cada uno de los servicios facturados por el uso de la herramienta desarenadora de pozos que se identifica bajo la marca licenciada. No obstante, hace más de dos años Ecopetrol no recibe regalías por esta licencia.

#### **(i) Marcas en el Exterior.**

Ecopetrol cuenta con seis registros en el exterior. Ninguno se usa bajo convenio con terceros.

#### **4.6.3.2 Patentes**

##### **i) Patentes en Colombia con licencias inscritas a favor de terceros**

PATENTE	EXPEDIENTE	CERTIFICADO	TITULAR / SOLICITANTE	ESTADO
HERRAMIENTA DESARENADORA DE POZOS	94-43233	25433	EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS - Ecopetrol-	VIGENTE 03/23/2014

En relación con licencias con terceros, la patente vigente denominada "Herramienta Desarenadora De Pozos", Radicación 94-43233, tiene inscrita una licencia de uso a favor de un tercero solicitada el 18 de julio del 2002 por la cual Ecopetrol no recibe regalías. El contrato de licencia fue suscrito con "General Pipe Service Incorporated", el 11 de junio de 2002 bajo el número N<sup>o</sup> LIC-001-2002 y su vigencia es de cinco años contados a partir de su fecha de firma. Este contrato se suscribió junto con la licencia de la marca HDP, certificado 220270, marca que es la abreviatura del nombre de la patente "Herramienta Desarenadora De Pozos".

#### **(ii) Patentes en el Exterior**

Ecopetrol tiene 12 Patentes en el exterior, una de ellas tiene su titularidad compartida con la Universidad Nacional de Colombia.

PATENTE	EXPEDIENTE / SOLICITUD	CERTIFICADO / TITULO	TITULAR	ESTADO	PAIS
VANADIUM TRAPS FOR CATALYST FOR CATALYTIC CRACKING	09-143367	6159887	EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS – Ecopetrol- Y UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA	VIGENTE 28/08/2018	ESTADOS UNIDOS

La patente, denominada “Vanadium Traps For Catalyst For Catalytic Cracking” vigente en Estados Unidos, tiene una titularidad compartida con la Universidad Nacional de Colombia sin que a la fecha Ecopetrol reciba regalías por este concepto. En la negociación firmada sobre el tema, en materia de regalías se pactó que Ecopetrol – ICP en caso de licenciar la tecnología a terceros, reconocerá a la UN un cuatro por ciento (4%) del valor de las regalías recibidas por este concepto y un porcentaje igual en caso de venta de esta tecnología a terceros sobre el valor de la venta.

#### 4.6.3.3 Otros Aspectos Relevantes sobre Propiedad Intelectual

##### (i) Derechos de Autor

Ecopetrol cuenta con el registro de 65 obras ante la Dirección Nacional de Derecho de Autor (DNDA), de las cuales 62 corresponden a obras de soporte lógico o software y 3 obras literarias.

A pesar de que el registro ante la DNDA no es necesario para que la obra quede protegida por las leyes en materia de derecho de autor, la finalidad de este trámite es la de otorgar mayor seguridad jurídica a los titulares respecto de sus derechos de autor, dar publicidad a tales derechos y a los actos y contratos que transfieren o cambian su dominio y dar garantía de autenticidad a los titulares de propiedad intelectual y a los actos y documentos a que a ella se refieran.

Por tal razón, el objeto del registro de derecho de autor y de los derechos conexos no es constitutivo de ellos sino meramente declarativo, no obligatorio y sirve de medio idóneo de prueba. Lo anterior, responde al criterio normativo autoral que establece que desde el mismo momento de la creación nace el derecho y no se requieren de formalidades para la constitución del mismo.

Sin embargo, en caso de presentarse un plagio o una reproducción no autorizada de la obra (software), el registro será el medio de prueba idóneo para demostrar la titularidad sobre el mismo.

De igual forma, de conformidad con el Informe de Verificación de Cumplimiento de las Normas en Materia de Software, el cual debe ser emitido por todas las entidades públicas, en cumplimiento de lo dispuesto en la Directiva Presidencial No. 2 del 2 de febrero de 2002 y de la Circular No. 04 del 2006 del ‘Consejo Asesor del Gobierno Nacional en Materia de Control Interno de las Entidades del Orden nacional y Territorial’, Ecopetrol ha cumplido con las normas en materia de software en Colombia.

En cuanto a licencias de software, existe un contrato firmado con la sociedad OCENSA el 16 de noviembre del 2006, por medio del cual Ecopetrol licencia de forma no exclusiva un software denominado HAP por valor de USD52.000 incluido IVA, que contempla la configuración básica del software y la licencia por un año. El precio de la renovación anual de la licencia es de USD15.000 incluido IVA.

##### (ii) Know How

En materia del *know how*, Ecopetrol lo protege mediante procedimientos y políticas definidas que garantizan su confidencialidad. Dicho know how no se encuentra patentado.

El *know how* institucional está respaldado con las correspondientes cesiones sobre los derechos patrimoniales de los autores a favor de Ecopetrol, así como su preservación en el Centro de Información Técnica (CIT) en donde sólo tienen acceso determinadas personas de acuerdo con el desarrollo de sus funciones.

#### 4.6.4 Protección gubernamental

Ecopetrol no cuenta con Protección Gubernamental alguna ni tampoco con inversiones de fomento u otras similares que afecten a la sociedad.

#### 4.6.5 Operaciones con vinculadas, accionistas y/o administradores

##### Operaciones con vinculadas

Esta información se presenta con corte a diciembre del 2006

Vinculadas	Participación	Operación	Cuántia	Condiciones
Refinería de Cartagena S.A.	48,9999%	Contrato de mandato para que el mandatario actúe en nombre y representación del mandante en la ejecución de la operación y mantenimiento y administración de la Refinería Actual.	COP 2.900.000.000 mensuales fijos y un componente variable de máximo COP 6.960.000.000 anuales que se determinarán con base en el cumplimiento de indicadores de gestión del Plan Anual.	Mandante: Refinería de Cartagena S.A. Mandatario: Ecopetrol Duración: 4 años a partir de la fecha en que se transfiere la Refinería Actual al mandante, prorrogables por periodos de 1 año según sea el caso y hasta la terminación de la ampliación y modernización de la Refinería Actual y la entrada en operación de la Refinería Ampliada y Modernizada.



Vinculadas	Participación	Operación	Cuantía	Condiciones
Oleoducto Central S.A.	35,29%	Contrato Utilización Muelle Cravo Norte	Valor total del contrato: COP 1.664.632. 054  Periodicidad de pago mensual	Contratante: Ecopetrol Contratista: OCENSA
Oleoducto Central S.A.	35,29%	Contrato Iluminación Eléctrica Tanques Coveñas	Valor total del contrato: COP 90.227.971  Periodicidad de pago mensual.	Contratante: Ecopetrol Contratista: OCENSA
Oleoducto Central S.A.	35,29%	Contrato Operación y Mantenimiento Provenir, MRF, Vasconia	Valor total del contrato: Cuantía Indeterminada.  Periodicidad de pago mensual. Los pagos corresponden a la aplicación de las tarifas aprobadas sobre los volúmenes realmente transportados. <sup>32</sup>	Contratante: Ecopetrol Contratista: OCENSA Fecha de Firma: Diciembre 1 de 1999 Fecha de Finalización: Diciembre 1 del 2010
Oleoducto Central S.A.	35,29%	Contrato Arrendamiento Línea Provenir, Miraflores, Vasconia	COP 31.519.362.486 Periodicidad de pago mensual.	Contratante: Ecopetrol Contratista: OCENSA Fecha de Firma: Diciembre 1 de 1995 Fecha de Finalización: Noviembre 30 del 2010
Oleoducto Central S.A.	35,29%	Acuerdo Operación Conjunta TLU-3 Coveñas	Valor total del contrato: Cuantía Indeterminada.  Periodicidad de pago mensual. Los pagos corresponden a la aplicación de las tarifas aprobadas sobre los volúmenes realmente transportados. <sup>33</sup>	Contrato de operación Conjunta entre Ecopetrol OCENSA, ODC, ASOCIACION CRAVO NORTE Fecha de Firma: Septiembre 19 del 2000 Fecha de Finalización: Por Definir
Oleoducto Central S.A.	35,29%	Contrato de licencias de software de programación para oleoductos	Valor inicial de USD52.000. Este valor incluye la configuración básica del Software por USD37.000 y la licencia por un año por valor de USD15.000.  La renovación anual de la licencia cuesta USD15.000.	Contratante: Ecopetrol Contratista: OCENSA Fecha de Firma: Noviembre 16 del 2006 Fecha de Finalización: Marzo 15 de 2008
Oleoducto Central S.A.	35,29%	Contrato suministro de gas	Valor total del contrato: COP 3.796.066. 700  Periodicidad de pago mensual.	Contratante: Ecopetrol Contratista: OCENSA Fecha de Firma: Diciembre 1 del 2004 Fecha de Finalización: Mayo 30 del 2008
Oleoducto de Colombia S.A.	43,85%	Contratos Transporte de Hidrocarburos	Valor total del contrato: Cuantía Indeterminada.  Periodicidad de pago mensual. Los pagos corresponden a la aplicación de las tarifas aprobadas sobre los volúmenes realmente transportados. <sup>34</sup>	Contratante: Ecopetrol Contratista: Oleoducto de Colombia S.A. Indefinido
Oleoducto de Colombia S.A.	43,85%	Contrato Operación y Mantenimiento Vasconia y Terminal Coveñas	Valor total del contrato: Cuantía Indeterminada.  Los pagos son de periodicidad mensual y son el resultado de aplicar una suma fija de US\$1.112.000 por año, más el reembolso de los pagos efectuados por Ecopetrol a favor de terceros, incluido un overhead variable entre el 5% y el 12% de dichos gastos más el IVA aplicable.	Contratante: Oleoducto de Colombia S.A Contratista: Ecopetrol Indefinido
Oleoducto de Colombia S.A.	43,85%	Contrato de Operación y Mantenimiento de la Estación Caucasia, Operación del Oleoducto y supervisión, Control e interventoría del mantenimiento del Oleoducto Vasconia-Coveñas	Valor total del contrato: Cuantía Indeterminada.  Los pagos son de periodicidad mensual y son el resultado de aplicar una suma fija de US\$508.500 por año, más el reembolso de los pagos efectuados por el operador a favor de terceros, incluido un overhead variable entre el 5% y el 12% de dichos gastos más el IVA aplicable.	Contratante: Oleoducto de Colombia S.A Contratista: Ecopetrol Indefinido
Oleoducto de Colombia S.A.	43,85%	Contrato de mandato Ministerio de Defensa, para la protección y seguridad de los sistemas de oleoductos Cusiana-Coveñas y Vasconia-Coveñas	Valor total del contrato: COP 51.000. 000	Contratante: Oleoducto de Colombia S.A Contratista: Ecopetrol Fecha de Firma: Marzo del 2007 Fecha de Finalización: Marzo del 2011

<sup>32</sup> Estas tarifas son confidenciales

<sup>33</sup> Estas tarifas son confidenciales

<sup>34</sup> Estas tarifas son confidenciales

Vinculadas	Participación	Operación	Cuantía	Condiciones
Servicios Postales Nacionales.S.A	3,00000%	Prestación de los servicios postales y de mensajería por el sistema de courier con entrega puerta a puerta de documentos, paquetes y carga, bajo el mecanismo de tarifas y de niveles de servicio en cualquier donde Ecopetrol tenga instalaciones.	Valor total del contrato: COP 678.483.100.	Contratante: Ecopetrol Contratista: Servicios Postales Nacionales S.A. Fecha de Firma: Febrero 22 de 2007 Fecha de Finalización: Diciembre 31 del 2007
Colombia Telecomunicaciones S.A. ESP	0,00001%	Contrato de arrendamiento de local 2481 en el área del campo 22, corregimiento Barrancabermeja centro.	Canon Anual COP 123.550.000	Arrendador: Ecopetrol Arrendatario: Colombia Telecomunicaciones S.A. ESP Fecha Inicial: Marzo 1 del 2005 Fecha Final: Marzo 1 del 2008 Destinación: Oficina.
Colombia Telecomunicaciones S.A. ESP	0,00001%	Arrendamiento del segmento espacial requerido por Ecopetrol para su red privada en las condiciones definidas por el acuerdo de precios dc1-12-4 y sus anexos, con un ancho de banda de 1 mhz para la operación de la red satelital propia en todo el país.	Valor total del contrato: COP 317.326.026	Contratante: Ecopetrol Contratista: Colombia Telecomunicaciones S.A. ESP Fecha de Firma: Julio 4 de 2006 Fecha de Finalización Diciembre de 2006
Colombia Telecomunicaciones S.A. ESP	0,00001%	Alquiler de once (11) canales de transmisión de datos con velocidad de 2 mbps, clear channel y terminación no balanceada g.73 75 ohmios requeridos por Ecopetrol entre sus diferentes estaciones	Valor total del contrato: COP 210.383.375	Contratante: Ecopetrol Contratista: Colombia Telecomunicaciones S.A. ESP Fecha de Firma: Julio 4 de 2006 Fecha de Finalización: Diciembre 1 de 2006
Colombia Telecomunicaciones S.A. ESP	0,00001%	Contrato para la prestación de servicios de telecomunicaciones de conectividad y complementarios a nivel nacional	Valor total del contrato: COP 3.694.989.950	Contratante: Ecopetrol Contratista: Colombia Telecomunicaciones S.A. ESP Fecha de Firma: Diciembre 28 del 2006 Fecha de Finalización: Diciembre 31 del 2008
Interconexión Eléctrica S.A. ISA	5,78116%	Contrato de Conexión Subestaciones de ISA en Samoré y Banadía. <b>Nota:</b> En junio del 2007, se incluye dentro de este contrato a la Subestación Toledo	Valor total del contrato: Cuantía Indeterminada.  Los pagos son de periodicidad mensual y son el resultado de aplicar las tarifas aprobadas a la cantidad de energía consumida.	Contratante: Ecopetrol Contratista: Interconexión Eléctrica S.A Fecha de Firma: Mayo 9 de 1996 Fecha de Finalización: Diciembre 31 del 2007.

Fuente: ECOPETROL

### Operaciones con accionistas

Esta información se presenta con corte a 30 de junio del 2007 y las cifras se presentan en COP

Nombre Proveedor	Contrato Marco	Número Pedido Abierto o Contrato para una vigencia	Objeto	Valor Bruto
LA PREVISORA S.A. COMPAÑÍA DE	4010268	No aplica	PÓLIZA DE VIDA GRUPO CON COBERTURA A LOS MIEMBROS DE LA POLICÍA NACIONAL DE CONFORMIDAD CON EL CONVENIO DRI-1-26.	20,802,860
	4010970	No aplica	SELECCIONAR LA ASEGURADORA QUE PROVEA A ECOPETROL DE LAS PÓLIZAS DE RESPONSABILIDAD CIVIL Y OTRAS EN CUMPLIMIENTO DE DISPOSICIONES LEGALES	32,149,438
	5201042	4005712	EXPEDICIÓN DE LAS PÓLIZAS SOAT (SEGURO OBLIGATORIO DE ACCIDENTES DE TRANSITO) PARA LA VIGENCIA COMPRENDIDA ENTRE ABRIL 30 DE 2005 Y ABRIL 30 DE 2007	277,231,024
	5201042	4009290	EXPEDICIÓN DE LAS PÓLIZAS SOAT (SEGURO OBLIGATORIO DE ACCIDENTES DE TRANSITO) PARA LA VIGENCIA COMPRENDIDA ENTRE ABRIL 30 DE 2005 Y ABRIL 30 DE 2007	302,754,12
	5201034	4005519	SELECCIÓN DEL CONTRATISTA (ASEGURADORA) PARA LA EXPEDICION DE LAS SIGUIENTES POLIZAS: ACCIDENTES PERSONALES (VUELO) ACCIDENTES PERSONALES DIRIGENTES SINDICALES	78,181,74E
	5201034	4009268	SELECCIÓN DEL CONTRATISTA (ASEGURADORA) PARA LA EXPEDICION DE LAS SIGUIENTES POLIZAS:	81,934,47C
	5201034	5201034	ACCIDENTES PERSONALES (VUELO)	160,116,21E
	5201036	4005524	CONTRATACIÓN DE LA PÓLIZA DE MAQUINARIA Y EQUIPO PESADO DE LA GERENCIA CAÑO LIMON COVEÑAS, PARA LA VIGENCIA 1 DE ABRIL DE 2005 HASTA EL 1 DE ABRIL DE 2007.	19,568,28E
	5201036	4009126	CONTRATACIÓN DE LA PÓLIZA DE MAQUINARIA Y EQUIPO PESADO DE LA GERENCIA CAÑO LIMON COVEÑAS. PARA LA VIGENCIA 1 DE ABRIL DE 2005 HASTA EL 1 DE ABRIL DE 2007.	22,048,53C
	5201033	4005516	CONTRATO DE SEGUROS (PÓLIZAS) DE RESPONSABILIDAD CIVIL EXTRA CONTRACTUAL PARA VEHICULOS TRANSPORTADORES DE COMBUSTIBLES Y DE TRANSPORTE DE MERCANCÍAS	188,268,64C

Nombre Proveedor	Contrato Marco	Número Pedido Abierto o Contrato para una vigencia	Objeto	Valor Bruto
	5201033	4005517	CONTRATO DE SEGUROS (POLIZAS) DE RESPONSABILIDAD CIVIL EXTRACONTRACTUAL PARA VEHICULOS TRANSPORTADORES DE COMBUSTIBLES Y DE TRANSPORTE DE MERCANCIAS	261,752,00C
	5201727	4010955	CELEBRACIÓN DE CONTRATO FIDUCIA IRREVOCABLE DE ADMINISTRACIÓN, INVERSIÓN Y PAGOS (FIDUCIA PÚBLICA) DE LOS RECURSOS DESTINADOS A DAR CUMPLIMIENTO AL FALLO DEL TRIBUNAL DE CUNDINAMARCA SECCION SEGUNDA - DEL 4 DE ABRIL DE 200E EXPEDIENTE AP No. 00-Q038 - ANT	1,387,20C
	5201727	4010956	CELEBRACIÓN DE CONTRATO FIDUCIA IRREVOCABLE DE ADMINISTRACIÓN, INVERSIÓN Y PAGOS (FIDUCIA PÚBLICA) DE LOS RECURSOS DESTINADOS A DAR CUMPLIMIENTO AL FALLO DEL TRIBUNAL DE CUNDINAMARCA SECCION SEGUNDA - DEL 4 DE ABRIL DE 200E EXPEDIENTE AP No. 00-Q038 - ANT	8,323,20C
FIDUCIARIA LA PREVISORA S A	5201727	4010957	CELEBRACIÓN DE CONTRATO FIDUCIA IRREVOCABLE DE ADMINISTRACIÓN, INVERSIÓN Y PAGOS (FIDUCIA PÚBLICA) DE LOS RECURSOS DESTINADOS A DAR CUMPLIMIENTO AL FALLO DEL TRIBUNAL DE CUNDINAMARCA SECCION SEGUNDA - DEL 4 DE ABRIL DE 200E EXPEDIENTE AP No. 00-Q038 - ANT	8,323,20C
	5201727	4010958	CELEBRACIÓN DE CONTRATO FIDUCIA IRREVOCABLE DE ADMINISTRACIÓN, INVERSIÓN Y PAGOS (FIDUCIA PÚBLICA) DE LOS RECURSOS DESTINADOS A DAR CUMPLIMIENTO AL FALLO DEL TRIBUNAL DE CUNDINAMARCA SECCION SEGUNDA. DEL 4 DE ABRIL DE 200E EXPEDIENTE AP No. 00-Q038 - ANT	8,323,20C
	5201727	5201727	CELEBRACIÓN DE CONTRATO FIDUCIA IRREVOCABLE DE ADMINISTRACIÓN, INVERSIÓN Y PAGOS (FIDUCIA PÚBLICA) DE LOS RECURSOS DESTINADOS A DAR CUMPLIMIENTO AL FALLO DEL TRIBUNAL DE CUNDINAMARCA SECCION SEGUNDA - DEL 4 DE ABRIL DE 200E EXPEDIENTE AP No. 00.0038 - ANT	26,356,80C

Fuente: Ecopetrol

Adicionalmente, Ecopetrol suscribió con el Ministerio de Minas y Energía y Fonade el Convenio Interadministrativo No. 196046, cuyo objeto es *aunar esfuerzos entre el Ministerio, Ecopetrol y Fonade para el proyecto de verificación del cumplimiento de los requisitos previstos en los decretos 1521 de 1998 y 4299 de 2005, o en las normas que los sustituyan, así como para verificar la existencia de una certificación o aforo de la capacidad real de almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo para las estaciones de servicios ubicadas en departamentos y municipios de zona de frontera*. El valor del convenio es de COP 1.300.000.000, que ya fueron desembolsados por Ecopetrol.

#### **4.7 ASPECTOS LABORALES CON CORTE A 3o DE JUNIO DEL 2007**

Esta información corresponde a estados financieros no consolidados

Ecopetrol al 30 de junio del año 2007 contaba con una planta permanente de 5.571 empleados, de los cuales 4.644 contaban con contrato a término indefinido y 927 a término fijo. A la misma fecha, la planta temporal contaba con 307 trabajadores, para una planta total por nómina de 5878 empleados. Del número total de empleados 2.405 estaban sujetos a un "dávivoso" régimen convencional, y 1.820 estaban sindicalizados.

Al 30 de junio de 2006, la planta permanente era de 5.816 empleados, de los cuales 4.482 tenían contrato a término indefinido y 1.334 a término fijo. La planta temporal a la misma fecha era de 175 empleados, para una planta total por nómina de 5.991. Del total de empleados 2.484 estaban sujetos al régimen convencional, y 1.890 estaban sindicalizados.

##### **4.7.1 Sindicato de Trabajadores**

En la actualidad Ecopetrol cuenta con tres sindicatos de industria y uno de empresa.

1. Unión Sindical Obrera de la Industria del Petróleo –USO. (Industria).  
Con la Unión Sindical Obrera de la Industria del Petróleo (USO) se suscribió una Convención Colectiva de Trabajo cuyo texto compilado fue depositado ante el Ministerio de la Protección Social, conforme a lo dispuesto en el artículo 469 del Código Sustantivo del Trabajo. Dicha Convención rige por 3 años contados a partir del 9 de junio del 2006, es decir, hasta el 8 de junio del 2009.
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. (Industria)
4. Sindicato Nacional de Trabajadores de Ecopetrol –Sincopetrol. (Empresa)

Con Sindispetrol se suscribió un anexo que forma parte de la nueva Convención Colectiva de Trabajo, procediendo a su depósito ante el Ministerio de la Protección Social. En dicho acuerdo, se regulan específicamente lo relativo a garantías sindicales para esta organización.

En cuanto a Adeco, a la fecha se vienen aplicando a sus afiliados los salarios y beneficios contemplados en la Convención Colectiva de Trabajo 2006-2009, teniendo en cuenta el principio de unicidad de la Convención. No obstante, el Ministerio de la Protección Social se pronunció en relación con la solicitud de convocatoria de un Tribunal de Arbitramento Obligatorio

presentado por el sindicato, accediendo al pedimento, proceso que actualmente se encuentra a la espera de la designación del tercer árbitro para que se defina el diferendo colectivo.

Ahora, SincoPETROL, recientemente creado, no ha presentado un pliego de peticiones ni ha exteriorizado su intención de presentarlo. A la fecha, al igual que lo que sucede con Adeco, se vienen aplicando a sus afiliados los salarios y beneficios contemplados en la Convención Colectiva de Trabajo 2006-2009, teniendo en cuenta el principio de unicidad de la Convención.

En el 2006 se adelantó el proceso de negociación colectiva con las organizaciones sindicales que existen en la Empresa (USO, Adeco y Sindispetrol), llegando a la firma de la convención colectiva de trabajo con la USO y aun anexo con Sindispetrol. El acuerdo se logró durante la etapa de arreglo directo y amplió su vigencia a un término de 3 años contados a partir del 9 de junio del 2006.

Es importante anotar que debido a que Ecopetrol presta un servicio público de carácter esencial, de acuerdo con el Código Sustantivo de Trabajo y la Constitución Política, los trabajadores no pueden desarrollar un cese colectivo de actividades legal o huelga. Por eso, si no se logra un acuerdo en la etapa de arreglo directo dentro del conflicto colectivo de naturaleza económica, éste debe someterse obligatoriamente al fallo de un Tribunal de Arbitramento.

#### **4.7.2 Régimen Laboral**

A la fecha todos los empleados de Ecopetrol tienen el carácter de trabajadores oficiales, salvo el Presidente y el Gerente de Control Interno que son empleados públicos. Una vez Ecopetrol se transforme en una Sociedad de Economía Mixta de carácter comercial, de acuerdo con la Ley 1118 de 2006, la totalidad de los servidores públicos de Ecopetrol tendrán el carácter de trabajadores particulares y por ende a los contratos individuales de trabajo continuarán aplicándose las disposiciones contenidas en el Código Sustantivo de Trabajo, en la Convención Colectiva de Trabajo y en el Acuerdo 01 de 1977, según sea el caso, con las modificaciones y adiciones que se presenten. (art. 7 Ley 1118 de 2006).

Vale aclarar que a la fecha de este Prospecto se encuentran en curso dos demandas de constitucionalidad en contra el Artículo 7 de la Ley 1118 de 2006, el cual fija el régimen laboral que será aplicable una vez la Empresa se transforme en una Sociedad de Economía Mixta de carácter comercial. Por lo tanto, estamos a la espera de que la Corte Constitucional se pronuncie sobre la exequibilidad o no de la mencionada norma.

Los conflictos jurídicos que se presentan en Ecopetrol son resueltos a través de los Comités de Reclamos. De esta forma se sustituye, en una primera instancia, a la justicia laboral ordinaria, salvo en materias relacionadas con las pensiones y con el fuero sindical.

#### **4.7.3 Regímenes Salariales y Prestacionales**

Al interior de la Sociedad coexisten dos regímenes salariales y prestacionales:

- **Régimen Convencional:** disposiciones contenidas en la Convención Colectiva de Trabajo que regulan las relaciones de trabajo del personal sindicalizado y de aquel que se beneficia por extensión legal.
- **Acuerdo 01 de 1977:** plan de beneficios extralegal creado por la Junta Directiva en el año de 1977 para el personal directivo técnico y de confianza, que expresamente se adhiera a él.

#### **4.7.4 Pasivo Pensional**

El pasivo pensional está cubierto en un 88,53% en bienes fideicomitidos, y el valor de estos bienes a diciembre 31 del 2006 ascendió a COP8,96 billones. La rentabilidad neta de los 12 meses fue del 3,97%<sup>35</sup>.

El cálculo actuarial incluye a los empleados activos con contrato a término indefinido, a los jubilados y a los herederos, para los conceptos de pensiones, salud y educación. Los empleados temporales, los activos y los retirados, se tienen en cuenta para los bonos pensionales. La naturaleza y el cálculo de los bonos está regulado por los Decretos: 807 de 1994, 1158 de 1994, 1299 de 1994, 1314 de 1994, 1748 de 1995, 1474 de 1997, 1513 de 1998, 876 de 1998, 816 del 2002 y 3798 del 2003; y por la Ley 100 de 1993.

Debido a que por disposición de la Ley 797 de 2003 a partir de su vigencia todos los servidores públicos que ingresen a Ecopetrol deben afiliarse a un Fondo de Pensiones regido por la Ley 100 de 1993, la pirámide pensional de la Empresa es inversa. Esto quiere decir que existe un mayor número de pensionados que de cotizantes activos, por lo cual el pago de las pensiones siempre va a estar desfinanciado, siendo necesario cubrirlo mediante aportes de la compañía.

Sin embargo, debido a la mencionada disposición de la Ley 797, y a que el Acto Legislativo 01 de 2005, el cual se encuentra demandado ante la Corte Constitucional, proscribía la posibilidad de establecer en "pactos, convenciones colectivas de trabajo, laudos o acto jurídico alguno, condiciones pensionales diferentes a las establecidas en las leyes del Sistema General de

---

<sup>35</sup> Ver numeral 4.20.2.1. Conmutación pensional

Pensiones”, Ecopetrol no seguirá asumiendo el pago directo de las pensiones de los nuevos trabajadores. Dicha carga se le trasladada a un tercero, un Fondo Pensional, a través del pago de las respectivas cotizaciones.

#### **4.8 INFORMACIÓN A JUNIO 30 DEL 2007**

Esta información corresponde a estados financieros no consolidados

##### **4.8.1 Principales clientes a junio 30 del 2007**

Por las características de su operación, Ecopetrol identifica tres grupos de clientes principales: mercado nacional, mercado internacional y gas natural. Los principales en cada segmento, de acuerdo con los niveles de ventas en el primer semestre del 2007, se listan a continuación:

Principales clientes combustibles y productos, mercado nacional Enero - Junio 2007	
NOMBRE DEL CLIENTE	PARTICIPACIÓN EN VENTAS NACIONALES DE ECOPETROL
Organización Terpel S.A.	25%
Exxon Mobil de Colombia	24%
Refinería Cartagena S.A.	17%
Chevron Petroleum Company	11%
Petrobrás Colombia Combustibles	3%
Brio de Colombia S.A	3%
Otros menores	17%

Principales clientes mercado internacional Enero - Junio 2007	
NOMBRE DEL CLIENTE	PARTICIPACION EN EXPORTACIONES DE ECOPETROL
Valero Marketing And Supply Co	19%
Refinería Dominicana de Petróleo	11%
Glencore Ltd	11%
J&S Service and Investment Ltd	10%
Castro Petroleum Ltda	9%
Otros menores	40%

Principales clientes Gas Natural Enero - Junio 2007	
NOMBRE DEL CLIENTE	PARTICIPACION EN EL TOTAL DE VENTAS DE GAS NATURAL DE ECOPETROL
Gecelca (Corelca)	25%
Gas Natural	12%
Energía Eficiente	11%
EEPPMM	7%
Isagen S.A.	6%
Otros menores	39%

##### **4.8.2 Principales proveedores a junio 30 de 2007**

Los principales proveedores de Ecopetrol, en los mercados internacional y nacional, de acuerdo con las compras realizadas en el primer semestre de 2007 son:

Principales proveedores internacionales de crudos y productos Compras Enero - Junio 2007	
NOMBRE DEL CLIENTE	PARTICIPACION EN EL TOTAL DE IMPORTACIONES DE CRUDOS Y PRODUCTOS DE ECOPETROL
Valero	36%
BHP	20%
Shell Trading	19%
Atlantic	19%
Otros menores	6%

Principales proveedores nacionales de crudos (BIs) Compras Enero - Junio 2007	
NOMBRE DEL CLIENTE	PARTICIPACION EN EL TOTAL DE COMPRAS DE CRUDO ECOPETROL
Agencia Nacional de hidrocarburos (ANH) ( regalías)	75%
Otros menores	25%

##### **4.8.3 Obligaciones financieras a junio 30 del 2007**

Al 30 de junio del 2007 Ecopetrol no tenía créditos gubernamentales o privados vigentes.

Al 30 de junio del 2007 Ecopetrol no tenía empréstitos crediticios ni de corto ni de largo plazo.

**4.8.4 Garantías otorgadas a favor de terceros a junio 30 del 2007**

Ecopetrol no tiene garantías a favor de terceros.

**4.8.5 Descripción de Los activos fijos a junio 30 del 2007**

Descripción	Valor (COP millones)
Terrenos	64.360
Construcciones en curso	835.876
Edificaciones	909.803
Planta y equipo	9.926.506
Ductos, redes y líneas	3.570.682
Otros activos fijos	163.237
Equipo de transporte y vías de comunicación	209.247
Equipo de cómputo	261.839
Equipo en depósito y en tránsito	575.372
	16.516.922
Menos depreciación acumulada	-11.046.144
Menos provisión planta y equipo	-102.698
<b>TOTAL ACTIVO FIJOS</b>	<b>5.368.080</b>

Fuente: Ecopetrol

**4.8.6 Otras inversiones que exceden el 10% del total de Los activos fijos al 30 de junio del 2007**

Al 30 de junio del 2007 Ecopetrol tenía los recursos entregados en administración superiores al 10% del total de los activos fijos. El Decreto 2153 de 1999, obligó a Ecopetrol a fondear hasta el 70% de su pasivo pensional al 31 de diciembre de 1998, mediante aportes anuales desde 2000 hasta 2007. Al 30 de junio tenía recursos en los Fondos Pensionales de Ecopetrol por COP 9 billones de pesos.

HOJA EN BLANCO INTENCIONAL

## **5 COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN**

### **5.1 OFERTAS PÚBLICAS DE ADQUISICIÓN DE ACCIONES DE ECOPETROL**

En la actualidad no hay ofertas públicas de adquisición de acciones.

### **5.2 OFERTAS PÚBLICAS O PRIVADAS DE VALORES QUE ESTÉ ADELANTANDO ECOPETROL**

La capitalización de acciones ordinarias objeto de este Prospecto de Información.

### **5.3 INFORMACIÓN DE LAS PERSONAS JURÍDICAS Y NATURALES QUE HAN PARTICIPADO EN LA TASACIÓN, VALORACIÓN O EVALUACIÓN DE ALGÚN ACTIVO O PASIVO DE ECOPETROL**

Persona Jurídica	Actividad	Fecha
Invercor S.A.	Actualización de la Valoración de Monómeros Colombo Venezolanos S.A. E.M.A	2005
JP MORGAN	Valoración de Ecopetrol y de la Refinería de Cartagena	2006
Consortio ABN Amro – Sumatoria	Valoración de la Refinería de Cartagena	2006
Unión Temporal J.P.Morgan - Credit Suisse – BI Bancolombia	Valoración de Ecopetrol <sup>36</sup>	2007
Unión Temporal Citi- Merrill Lynch	Valoración de Ecopetrol <sup>37</sup>	2007

### **5.4 PROVISIONES Y RESERVAS PARA LA READQUISICIÓN DE ACCIONES**

A 30 de junio del 2007, no existen provisiones y reservas para la readquisición de acciones

### **5.5 VINCULACIÓN CON EL AGENTE ESTRUCTURADOR Y AGENTE COLOCADOR**

El agente estructurador y colocador Unión Temporal JP Morgan – Credit Suisse – BI Bancolombia, fue vinculado mediante el Contrato de Servicios de Banca de Inversión No. 5202433, por resultar adjudicatario del mismo dentro del proceso de selección No. 510256 de Ecopetrol. Dicha Unión Temporal esta conformada por J.P. Morgan Securities Inc., Credit Suisse Securities (USA) LLC y Banca de Inversión Bancolombia S.A. Corporación Financiera. El objeto del contrato es asesorar y representar a Ecopetrol de forma integral en la estructuración, emisión y colocación de acciones de la compañía para dar cumplimiento al Proceso de Capitalización de la misma establecido en la Ley 1118 de 2006.

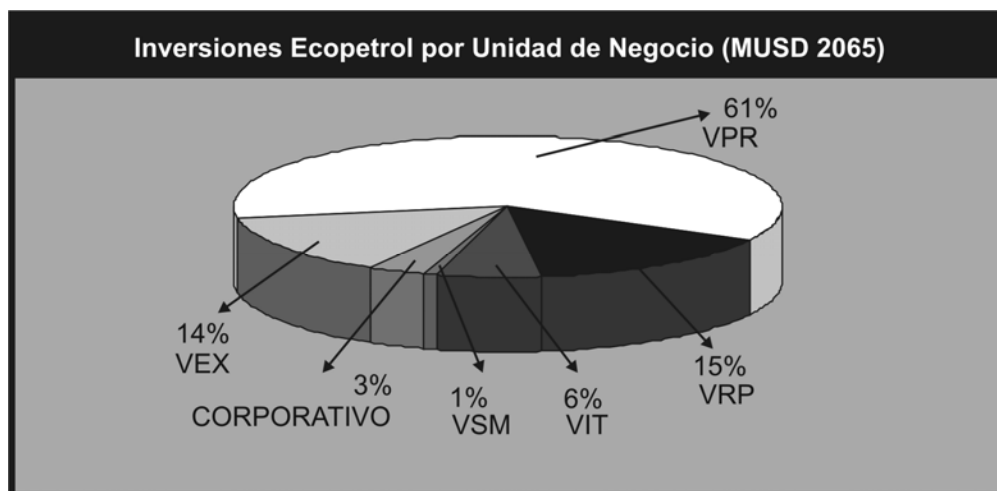
### **5.6 PRINCIPALES INVERSIONES EN CURSO DE REALIZACIÓN**

El monto de inversiones para el 2007 está calculado en USD2.065 millones, cifra superior a los cerca de USD1.255 millones del 2006 y representa más del triple de lo invertido por año en el periodo 2002-2004. El direccionamiento y dimensionamiento del plan de inversiones de Ecopetrol para el 2007 parte de la necesidad de cumplir con la meta propuesta para el año 2011, así como de la responsabilidad que tiene de garantizar, con la ejecución de estas inversiones, la rentabilidad sostenida de la Empresa que, a su vez, le permitirá mantener su capacidad de aportes a los accionistas en el corto, mediano y largo plazo. En la siguiente gráfica se puede observar la distribución porcentual de la inversión por unidad de negocio.

<sup>36</sup> Como parte del Contrato No. 5202433, que aún se encuentra en ejecución.

<sup>37</sup> Contrato No. 5202433, cuyo objeto es *efectuar la valoración de Ecopetrol como una Empresa Integrada del Sector de Hidrocarburos, con el fin de llevar a cabo el Programa de Capitalización (en adelante el Programa) de Ecopetrol conforme lo establecido en la Ley 1118 de 2006.* Este contrato aún se encuentra en ejecución.





Fuente: Ecopetrol

Estas inversiones se dirigen a incorporar reservas de petróleo y gas a través de la intensificación de las actividades de exploración y producción.

En el área de exploración se proyecta la perforación de un número creciente de prospectos que conduzcan al hallazgo de reservas (13 perforados por Ecopetrol y 13 por los socios de la Empresa en el 2007), cubriendo gran parte del área geológica del país.

Tal como se mencionó en el Capítulo 3, con el fin de diversificar el riesgo y buscar otras alternativas de incorporación de reservas fuera del país, en el marco estratégico de la Empresa se dio un giro para iniciar la exploración en el exterior. De esta manera, además de ampliar la posibilidad de nuevas reservas que faciliten la consecución de la meta de producción, será posible interactuar con otro tipo de socios, tecnologías y modos de operación, lo cual no solo aumentará la experiencia de la Ecopetrol, sino también las posibilidades de éxito. Estas prácticas son muy importantes en un sector en el que es necesario compartir el riesgo y aunar esfuerzos con otras compañías para facilitar el hallazgo de hidrocarburos en áreas donde no existe producción.

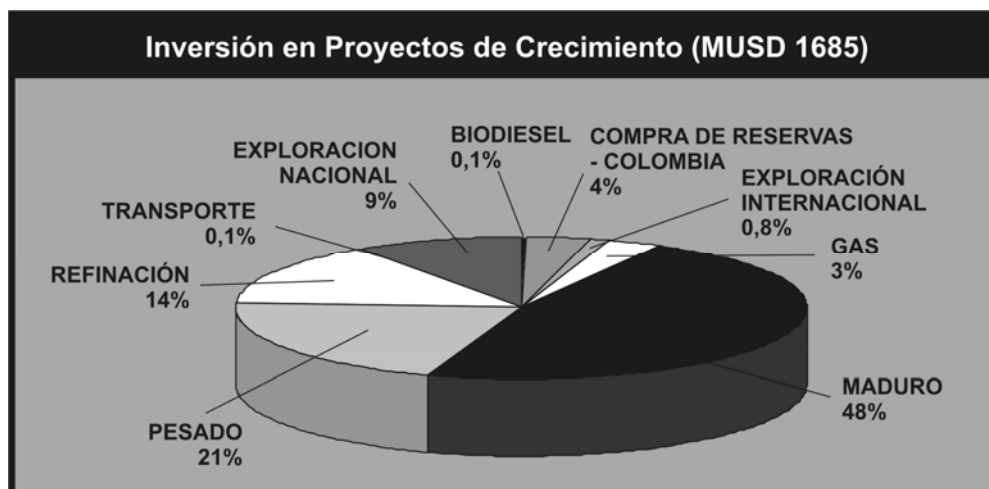
En forma paralela, en los campos actuales de producción se tienen planeadas actividades que buscan aprovechar las estrategias desarrolladas en los últimos años relacionadas con:

1. Aumento del factor de recobro en campos maduros
2. Extensión de áreas de producción mediante perforación de avanzada
3. Desarrollo de campos de crudos pesados
4. Mayor capacidad de gestión y aprovechamiento de sinergias
5. Incorporación de socios tecnológicos donde, por la complejidad de los yacimientos se justifique

El incremento de reservas y producción implica la consecuente realización de inversiones en infraestructura para transportar, refinar y comercializar el volumen que se va a producir en los próximos años. Para los crudos pesados es necesario adecuar las plantas de refinación y mejorar su capacidad de conversión con el fin de entregar combustibles que cumplan con las especificaciones de calidad en materia de regulación ambiental.

Por otra parte, Ecopetrol ha incursionado en el negocio de los combustibles limpios a través de su participación en el proyecto de construcción de una de las tres plantas de biodiesel previstas para finales del 2010.

El porcentaje de inversiones para los proyectos de crecimiento por línea estratégica se presenta en el siguiente gráfico.



Fuente: Ecopetrol

Con el fin de asegurar el sostenimiento a futuro, la Empresa realiza inversiones en medios tecnológicos, de personal y de infraestructura que son el complemento de las estrategias operativas. El porcentaje de recursos destinados a seguridad industrial, talento humano, fortalecimiento institucional y otros aparece a continuación:



Fuente: Ecopetrol

#### 5.7 CRÉDITOS O CONTINGENCIAS QUE REPRESENTEN EL 5% O MÁS DEL PASIVO TOTAL

	En millones de Pesos	
Principales Pasivos de la Compañía		
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar (Nota 15)	1.508.158	6%
Obligaciones laborales a largo plazo (Nota 16)	2.735.835	11%
Ingresos diferidos – Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera FAEP (Nota 11)	3.493.740	14%
Pasivos estimados y provisiones (Notas 9 y 17)	3.328.286	14%
<b>Total pasivos</b>	<b>24.481.030</b>	

#### 5.8 GARANTÍAS REALES OTORGADAS A FAVOR DE TERCEROS

No existen garantías reales otorgadas por Ecopetrol a favor de terceros.

## 5.9 LIQUIDEZ DE ECOPETROL

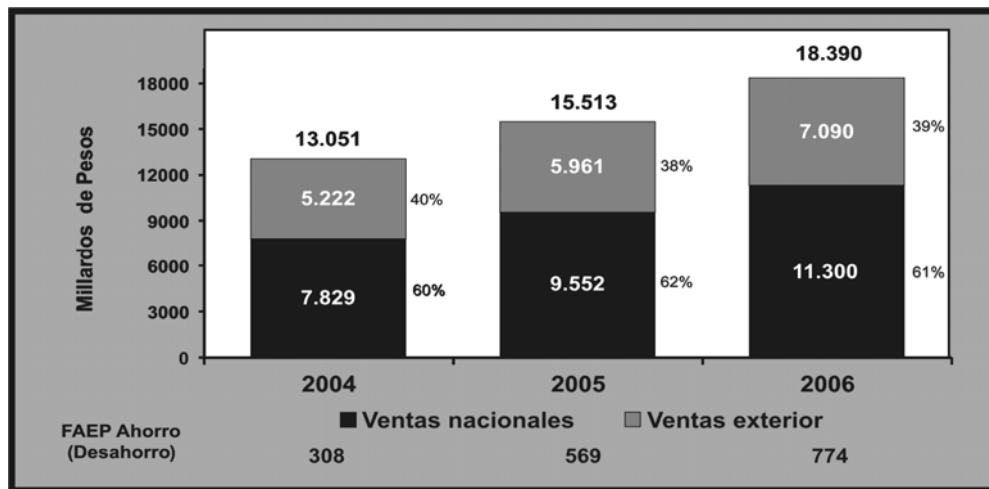
La liquidez de la Empresa se sustenta en el producto de sus ventas nacionales e internacionales, creando dos flujos de caja diferenciados tanto en moneda local como en dólares.

Las ventas nacionales de crudo, gas y productos refinados alimentan el flujo de caja en pesos, el cual en promedio rota cada 21 días. Esto se explica porque las ventas nacionales se realizan a 14 días en promedio y los pagos se efectúan a 30 días. En algunos momentos puntuales del año, cuando el flujo de caja en pesos experimenta situaciones de estrés, la liquidez en pesos debe ser complementada haciendo uso de parte de la liquidez en dólares.

Por su parte, la liquidez en dólares proviene de las ventas de crudo y productos en el exterior. Las ventas en el exterior se realizan a 30 días y los pagos en esta moneda también se efectúan a 30 días. El capital de trabajo se calcula según las necesidades del flujo de caja en los siguientes 60 días.

Debido al comportamiento creciente del precio del crudo de referencia (WTI transado diariamente en NYMEX), en los últimos años el flujo de caja en dólares ha presentado un crecimiento importante. Actualmente se cuenta con un portafolio de inversiones considerable, el cual se ha venido fortaleciendo en razón a que los ingresos generados superan las necesidades corrientes de capital de trabajo.

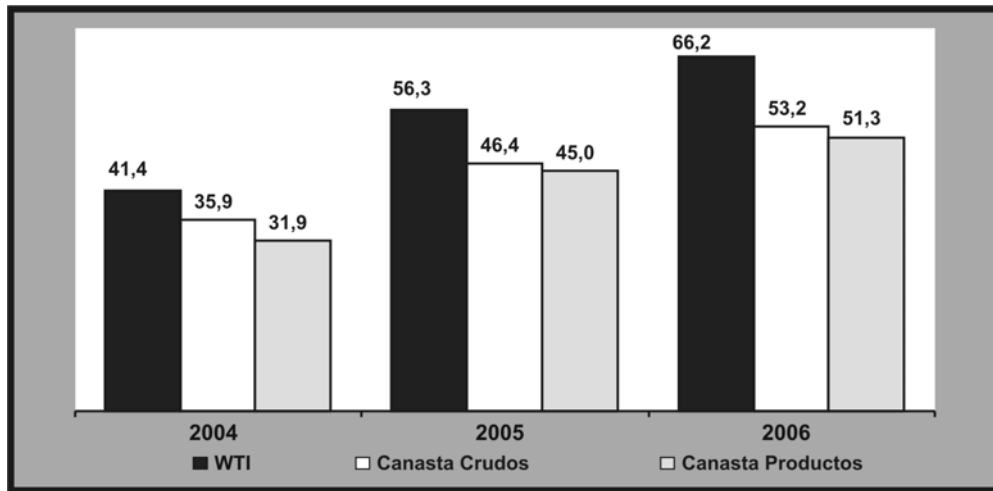
### 5.1o COMPORTAMIENTO DE LOS INGRESOS OPERACIONALES



Fuente: Ecopetrol

A diciembre del 2006, los ingresos operacionales alcanzaron COP18.390 millardos, 19% más que en el 2005. De esa cifra, el 61% se originó en el mercado doméstico y el resto en exportaciones. Las ventas en el mercado nacional reportaron COP11.300 millardos, con un crecimiento de 18% frente al año anterior, como resultado de mejores precios en venta de gasolina regular, diesel, gas natural y turbosina. Sin embargo, Ecopetrol contribuyó con un subsidio a los combustibles de COP5,7 billones, a paridad importación, frente a COP4,9 billones en el 2005.

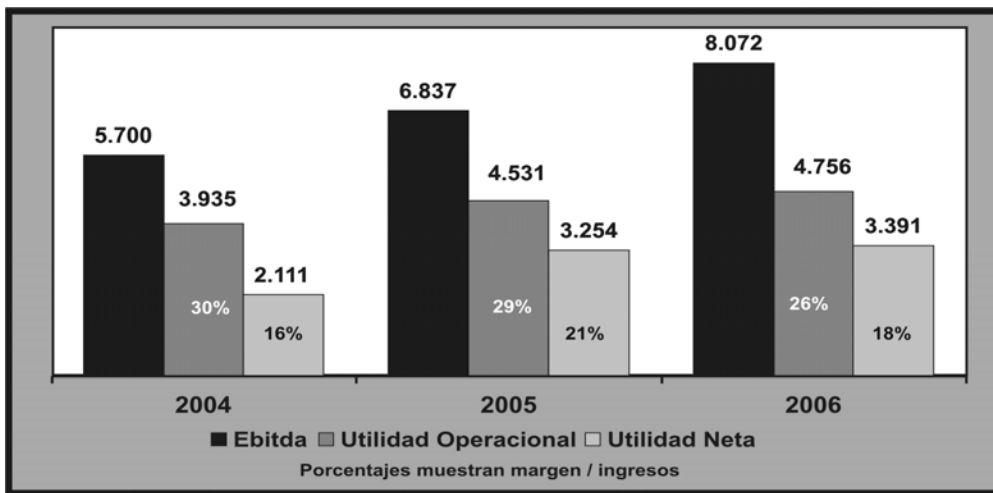
En exportaciones, Ecopetrol registró transacciones por COP7,86 billones (USD3.312 millones), incluidos COP 774 millardos provenientes de desahorro del FAEP. Esta cifra fue superior en 20% a la registrada en el 2005.



Fuente: Ecopetrol. Cifras en USD por barril.

Estos resultados se explican tanto por los mayores volúmenes de crudo exportados (2000 bpd más que en el 2005), como por los mejores precios registrados de crudo y productos, tal como se observa en la gráfica. El crudo WTI de referencia en el mercado internacional ascendió a USD66,2 el barril promedio acumulado año, comparado con USD56,3 del año inmediatamente anterior.

### 5.11 ANÁLISIS RESULTADOS OPERACIONALES



Fuente: Ecopetrol

El crecimiento en la producción, las altas cotizaciones del petróleo y el avance en los indicadores de la gestión operativa y administrativa, le permitieron a la Empresa obtener en el 2006 una utilidad neta de COP3,39 billones, COP137 millardos (4%) más que el año anterior.

Este resultado se debe básicamente a los siguientes factores: ingresos operacionales por COP2,88 billones frente al incremento en el costo de ventas por COP2,2 billones, gastos operacionales por COP412 millardos, mejor utilidad no operacional por COP345 millardos y mayor provisión para el impuesto de renta por COP465 millardos.

Los ingresos operacionales alcanzaron COP18,39 billones, 19% más que en el 2005. El 61% se originó en el mercado doméstico y el resto en exportaciones.

Los costos de ventas aumentaron su proporción sobre los ingresos operacionales en tan solo dos puntos frente al año anterior, al situarse en el 65%.

El total del costo de ventas superó en 23% al del periodo anterior, con COP11,95 billones, debido principalmente al crecimiento de 30% en los costos variables que ascendieron a COP1,97 billones, en especial por la mayor capitalización de aporte de la

Nación, incremento en las regalías causadas y aumento en la compra de crudo proveniente de contratos de asociación y concesiones.

En cuanto a los costos fijos, se elevaron un 7%, representados en COP235 millardos; esto obedece a la contratación de servicios petroleros para incrementar la producción en los campos directos y asociados.

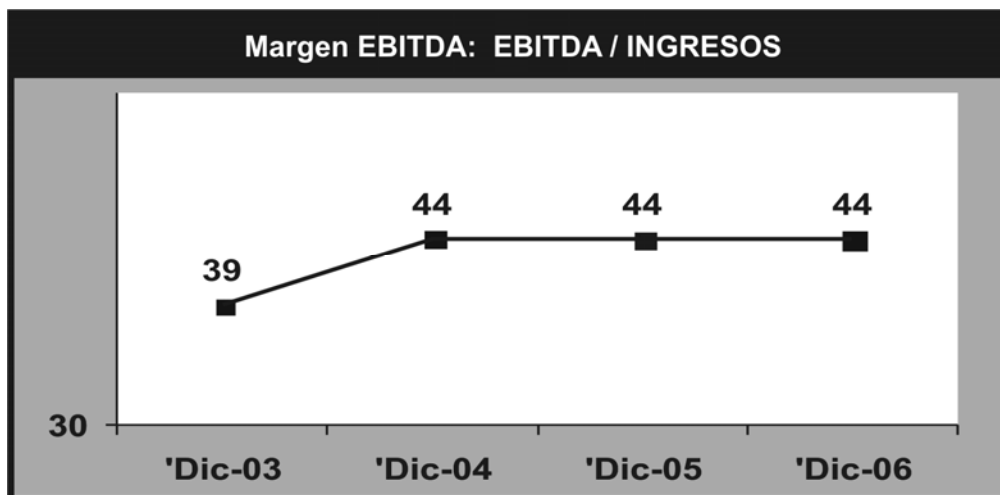
Por otra parte, los gastos de administración registraron COP16 millardos, 5% más que en el 2005 debido a la necesidad de mayores servicios profesionales de consultoría en gestión empresarial, aportes a fondos de pensiones e impuesto a las ventas no descontable, que se contrarrestan con menores gastos por depreciación de activos fijos.

Los gastos de comercialización y proyectos crecieron un 42% frente al año anterior. En este rubro se encuentran, entre otros, las actividades para el desarrollo de los campos de producción Castilla, Apiay, La Cira, Casabe y Yariguí, el plan maestro de mantenimiento, el hidrotreatmento de combustibles y el aseguramiento de confiabilidad eléctrica, cuyo costo fue de COP848 millardos. Estos gastos se contrarrestaron con menores costos de servicio de transporte de terceros y fletes.

Como resultado, el margen operacional de la Empresa en relación con el total de ventas fue de 26%, tres puntos por debajo de lo registrado en el 2005.

La actividad no operacional generó una utilidad de COP345 millardos, al pasar de una pérdida de COP210 millardos en 2005 a una utilidad de COP135 millardos que obedece, principalmente, a mayor recuperación de provisiones por el cambio de método en el cálculo del efecto del impuesto diferido por COP771 millardos y a menores gastos de provisiones ejecutadas en el año 2006 por COP453 millardos.

Pese a que el margen neto sobre las ventas disminuyó tres puntos, al situarse en 18%, el margen del Ebitda sobre ingresos se mantiene en 44% y, en valores absolutos, aumenta de forma significativa al alcanzar COP8,07 billones frente a COP6,84 billones de 2005.



Por su parte, el margen de EBITDA sobre ingresos se mantiene en 44%; eso significa que las utilidades antes de descontar intereses, impuestos, depreciaciones, amortizaciones y provisiones alcanzaron COP8,07 billones frente a COP6,84 billones en 2005.

El margen operacional sobre ventas pasó de 40% a 41%, pese a los mayores gastos en proyectos de desarrollo de campos de exploración y producción, que se incrementaron en 103% con COP847 millardos.

## **5.12 CARGA PRESTACIONAL, PASIVO PENSIONAL Y RESULTADO DEL CÁLCULO ACTUARIAL**

El régimen salarial y prestacional para el personal de Ecopetrol se rige por la Convención Colectiva de Trabajo, el Acuerdo 01 de 1977 y el Código Sustantivo de Trabajo.

El cálculo actuarial al 31 de diciembre del 2006 era:

	Cálculo Actuarial (Millones de Pesos)
Pensiones de jubilación	7.522.262
Salud	1.193.787
Bonos pensionales	880.068
Educación	456.279
Pensiones de jubilación – operaciones conjuntas	69.413
	<b>10.121.809</b>

### 5.13 INFLACIÓN, FLUCTUACIONES EN EL TIPO DE CAMBIO E INSTRUMENTOS DE COBERTURA CAMBIARIA

#### Ajustes integrales por inflación

La Contaduría General de la Nación autorizó a Ecopetrol para no aplicar el sistema de ajustes por inflación contable a partir del 1 de enero del 2002.

#### Fluctuaciones en el tipo de cambio

La tasa de cambio promedio del año pasó de COP2.321,49 en el 2005 a COP2.358,96 en el 2006, con una revaluación al final del año 2006 de 1,99% (comenzando en COP2.284,22 y finalizando en COP2.238,79), frente a una devaluación de 4,42% en el 2005 (comenzando en COP2.389,75 y finalizando en COP2.284,22). El efecto de la tasa de cambio en el 2006 arrojó una pérdida neta de COP60.236 millones de pesos (COP388.583 en ingresos y COP448.819 en el gasto) contra una utilidad de COP29.191 millones en el 2005 (COP399.008 en el gasto y COP369.817 en el ingreso).

#### Operaciones de cobertura

La Empresa ha realizado en el pasado operaciones de cobertura para protegerse de las variaciones en las tasas de interés pasivas en dólares y de las fluctuaciones en los precios del crudo. Cuando se tienen posiciones abiertas en estas operaciones se efectúan evaluaciones periódicas en función al riesgo de mercado de las mismas para determinar la prórroga o cancelación anticipada de los contratos.

### 5.14 PRÉSTAMOS E INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA

Al 31 de diciembre del 2006, la Empresa contaba con las siguientes inversiones y créditos en moneda extranjera:

DINEROS QUE ECOPETROL POSEE EN EL EXTERIOR	Pesos	Dólares
Cuenta corriente	371,234,479	165,819
Fondos especiales en dólares	31,503,556,376	14,071,689
Operaciones Overnight	2,457,515,999	1,097,698
Time Deposit y papeles comerciales	2,034,823,242,346	908,894,198
Bonos y Agencias Federales	1,629,593,405,857	727,890,247
Fondo latinoamericano de Reservas FLAR	464,863,283,444	207,640,414
Black Gold RE.	26,814,323,649	11,977,150
Oleo Gas Do Brasil Ltda..	4,477,580,000	2,000,000
Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera – FAEP	3,844,166,643,008	1,717,073,349
Los recursos son administrados por el Banco de la República y son inversionistas que se mantienen en el exterior		
<b>TOTAL</b>	<b>8,039,070,785,158</b>	<b>3,590,810,565</b>

OBLIGACIONES EN MONEDA EXTRANJERA	Pesos	Dólares
Japan Eximbank		
Corriente	44,491,791,755	19,477,893
No Corriente		
<b>TOTAL DEUDA</b>	<b>44,491,791,755</b>	<b>19,477,893</b>

### 5.15 RESTRICCIONES ACORDADAS CON LAS SUBORDINADAS PARA TRANSFERIR RECURSOS A ECOPETROL

Ecopetrol no ha acordado restricciones con las subordinadas para la transferencia de recursos.

### 5.16 NIVEL DE ENDEUDAMIENTO Y PERFIL DE LA DEUDA DE ECOPETROL

Al diciembre 31 del 2006, Ecopetrol tenía un saldo de deuda por USD19,5. Esta deuda estaba totalmente cancelada a 31 de marzo de 2007.

## 5.17 CRÉDITOS O DEUDAS FISCALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006

Comprende el valor de las obligaciones de la Empresa con instituciones del Estado colombiano, como resultado de la aplicación de las normas legales inherentes al desarrollo de su actividad operacional.

Las mencionadas obligaciones al corte del 31 de diciembre del 2005 y 2006 eran las siguientes:

(Cifras en Miles de COP)

	2006	2005	Variación	%
Impuesto de renta	1.456.268	1.246.325	209.943	17
Regalías	268.036	265.282	2.754	1
Impuesto a las ventas	128.464	66.540	61.924	93
Impuesto global y sobretasa	99.714	87.886	11.828	13
Retefuente e impuesto de timbre	75.482	55.778	19.704	35
Otros imp., tasas y contribuciones menores	5.532	6.802	-1.270	-19
Reteica	4.251	6.497	-2.246	-35
<b>TOTAL</b>	<b>2.037.747</b>	<b>1.735.110</b>	<b>302.637</b>	<b>17</b>

### Impuesto de renta

No obstante la tarifa nominal de impuesto de renta vigente es de 38,5%, la Empresa estimó la provisión de impuesto de renta del año 2006 con una tasa efectiva del 29,88%, la cual se espera obtener como resultado de la aplicación de beneficios fiscales. Para el año corriente se espera un gasto neto de COP1.499.769 por este concepto, incluyendo el efecto del impuesto diferido débito y crédito.

La provisión para el impuesto de renta se determinó sobre la renta fiscal, así:

Cifras en Miles de COP

	2006	2005
Impuesto de renta corriente	1.456.268	1.246.325
Impuesto de renta periodos anteriores	38.526	-
Impuesto diferido:		
Crédito	(65.396)	108.928
Débito	70.371	(320.679)
Neto diferido	4.975	(211.751)
<b>Provisión para impuesto sobre la renta</b>	<b>1.499.769</b>	<b>1.034.574</b>

A continuación se presenta la conciliación entre la utilidad contable antes de impuestos y la renta líquida gravable, base para el cálculo de la provisión para impuesto de renta:

Cifras en Miles de COP

	2005	2006
Utilidad Ajustada antes de Impuestos	4.891.142	4.505.719
Mas provisiones no deducibles	647.949	1.098.964
Más ingresos fiscales	938.105	1.160.643
Mas costos y gastos no deducibles	251.409	302.064
Menos ingresos no constitutivos de renta ni ganancia ocasional	-30.324	-29.525
Menos difer correc monetaria fiscal y contable	-89.940	-94.895
Menos costos y gastos deducibles	-589.051	-626.408
Menos ingresos no fiscales	-1.451.355	-2.407.043
<b>RENDA LIQUIDA</b>	<b>4.567.935</b>	<b>3.909.519</b>
Menos RENTA EXENTA	-764.633	-672.311
<b>RENDA LIQUIDA GRAVABLE</b>	<b>3.803.302</b>	<b>3.237.208</b>
Impuesto Básico	1.331.156	1.133.023
Sobretasa 10%	133.116	113.302
Menos Descuentos Tributarios	-8.003	-
<b>Impuesto de Renta Corriente</b>	<b>1.456.268</b>	<b>1.246.325</b>

### Regalías

El saldo por concepto de regalías de crudo al 31 de diciembre del 2006 era de COP256.188 y por concepto de gas COP11.848.

### Impuesto a las ventas

Su saldo refleja el movimiento neto entre los impuestos cobrados en las ventas de bienes y servicios y consumos propios de productos gravados, y los impuestos descontables pagados en compra de bienes y/o servicios destinados al desarrollo de la operación, durante el sexto bimestre del año 2006.

**Impuesto global y sobretasa**

Estos impuestos se generan por la venta o retiro de gasolina regular, extra o ACPM. El saldo corresponde a transacciones realizadas en diciembre del 2006 para pagar en el año 2007. Los recaudos generados por estos impuestos son originados por las ventas, retiros para consumo propio y en las importaciones al momento de la nacionalización.

Los productores e importadores responsables del impuesto global a la gasolina y al ACPM deben consignarlo dentro de los 20 primeros días calendario del mes siguiente a aquel en que se recauda el impuesto, a favor de la Dirección General del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Para el caso de la Sobretasa a la Gasolina, debe consignarse al ente territorial que corresponda antes del 18 del mes siguiente al de su recaudo.

**Retención en la Fuente nacional e impuesto de timbre**

Registra el valor de la obligación a favor de la Administración Impuestos Nacionales, originada en los valores retenidos por la empresa a título de renta y remesas, IVA, e impuesto de timbre durante diciembre del 2006.

El impuesto de timbre, incluido en este rubro, se origina en la celebración de contratos públicos o privados firmados por Ecopetrol en los que se haga constar la constitución, existencia, modificación o extinción de las obligaciones, al igual que su prorrogación o cesión. La tarifa aplicable es del 1,5% sobre el valor del contrato en los documentos de cuantías o montos establecidos fiscalmente.

El saldo al diciembre del 2006 está conformado así: Retefuente por COP59.974 e impuesto de timbre por COP15.508

**Otros impuestos, tasas y contribuciones**

*FAEP- Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera*

Está representado por los valores pendientes de girar al Banco de la República en calidad de ahorro, tanto de los municipios aportantes al FAEP como de Ecopetrol<sup>38</sup>.

**Retención del impuesto de Industria y Comercio**

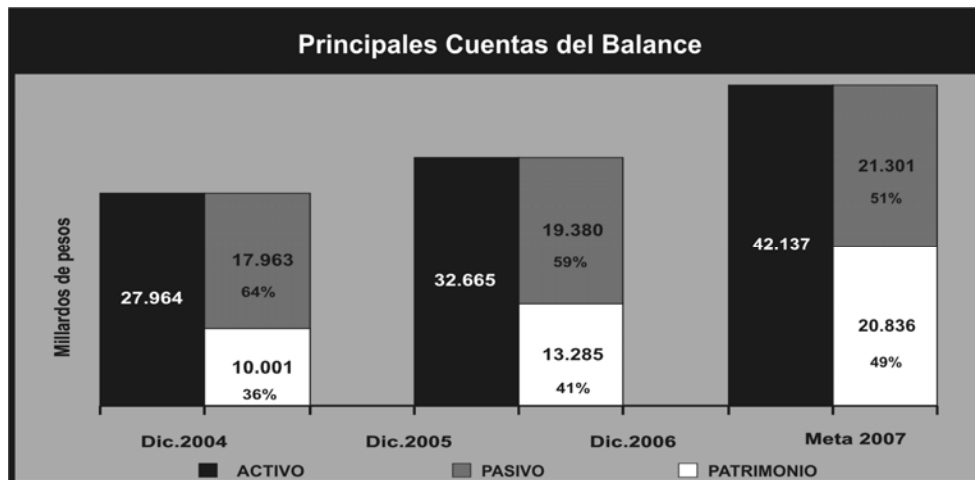
El saldo corresponde al valor retenido a título de Industria y Comercio en los municipios en donde Ecopetrol realizó compra de bienes y/o servicios gravados durante el último mes o bimestre del año según la periodicidad aplicable en cada caso.

**5.18 INVERSIONES EN CAPITAL 2006**

Durante el 2006, la ejecución en inversión fue de COP2,83 billones, equivalentes al 88% del monto total presupuestado como inversión bruta de capital. Frente al 2005, si se descuentan los COP866 millardos girados al fondo de pensiones, representa un aumento del 3,2%, debido a las inversiones para incrementar la producción de crudo y gas.

Del total de inversiones, el 78% se dedicó a los negocios de exploración y producción en la búsqueda de nuevas reservas y a mantener y mejorar las curvas de producción; el 18% a las actividades de refinación, transporte y comercialización, en la recuperación de factores de disponibilidad, la optimización de refinerías y el mejoramiento de sistemas de transporte. En este último se concentraron esfuerzos en la mitigación de hurtos y disponibilidad de los sistemas para garantizar la entrega oportuna de productos a los clientes. Las inversiones en áreas de servicio corporativo representaron el 4% del portafolio.

**5.19 ANÁLISIS DE LAS PRINCIPALES CUENTAS DEL BALANCE**



Fuente: Ecopetrol

<sup>38</sup> Ver numeral 4.20.2.2 Entrega de recursos del FAEP a la Nación

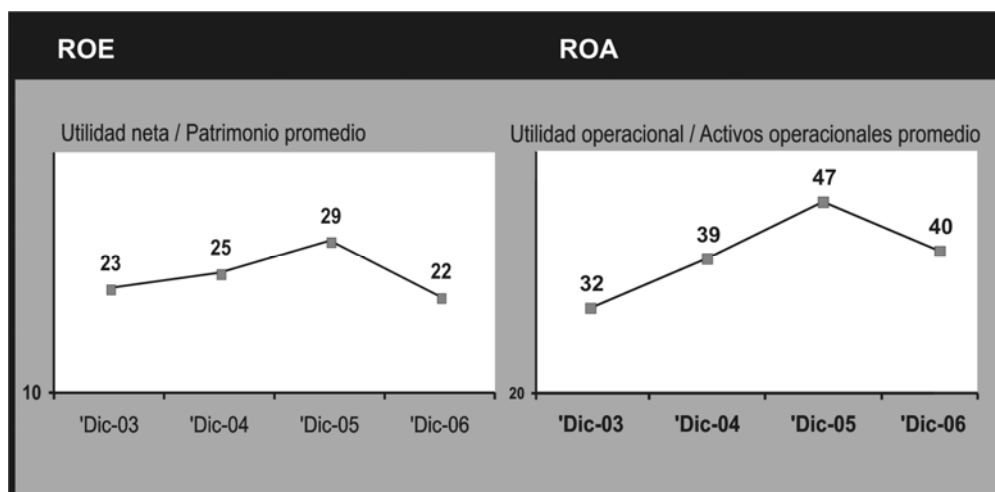


Los activos de la Empresa crecieron 29% al terminar en COP42,1 billones en el 2006. Se destacan el incremento de activos no corrientes en más de COP7,6 billones, explicado principalmente en la mayor valorización de propiedades, plantas y equipos por COP3.797 millardos, crecimiento de inversiones en dólares por COP1 billón en entidades en el exterior, el portafolio manejado por el Fondo Latinoamericano de Reservas (FLAR) por COP465 millardos (USD210 millones) y el saldo del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP) por COP656 millardos. Por su parte, los activos corrientes aumentaron COP1,9 billones, reflejados en mayores excedentes de tesorería.

El pasivo total cerró en COP21,3 billones, 10% superior al registrado en 2005, impulsado por el ahorro en el FAEP (COP656 millardos), pasivo laboral por cálculo actuarial (COP539 millardos) y aumento del pasivo estimado en el abandono de instalaciones (COP503 millardos). El endeudamiento financiero de la Empresa dentro de balance es de 0%.

El patrimonio sumó COP20,8 billones, representando el 49% del total activos de la compañía. Creció en 57% respecto del año anterior, COP7,6 billones, fundamentalmente por la utilidad neta (COP3,39 billones) del presente ejercicio, los aportes de reservas de hidrocarburos realizados por la Nación por COP2,37 billones, las mayores valorizaciones de propiedades, plantas y equipos e inversiones accionarias (participación en otras compañías) por COP3,91 billones, y por la incorporación de activos de los contratos solo riesgo Matambo y Nare, con Emerald Energy y Mansarovar, por COP31 millardos.

Los anteriores aportes del patrimonio disminuyeron con la distribución de dividendos sobre las utilidades de 2005 en COP2 billones y la apropiación para el giro de requerimientos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en COP107 millardos.



Fuente: Ecopetrol

El ROE, rentabilidad neta de impuestos en relación con el patrimonio promedio del año, bajó 7 puntos situándose en 22%, por efecto del incremento de 116% (COP 2,37 billones) del aporte al Estado por la producción y mayores precios de los hidrocarburos. Tal como se menciona más adelante, en razón de la contabilización de reservas de hidrocarburos originada en el Decreto 2625 del 2000, este aporte reduce la utilidad al incrementar el costo de ventas, y aumenta el patrimonio (por mayor aporte de la Nación), con lo cual la rentabilidad sobre el patrimonio se ve reducida.

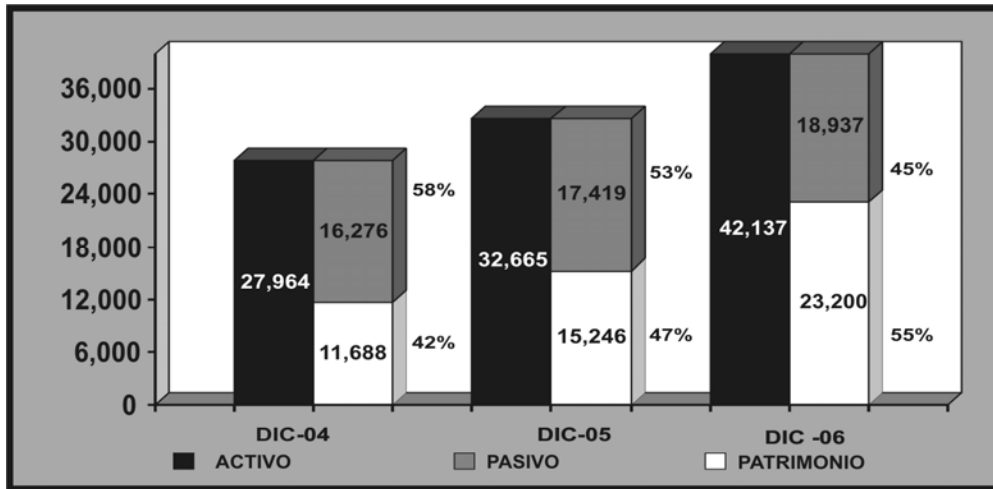
El ROA, que representa la rentabilidad generada por los activos operacionales, descendió 7 puntos y se ubicó en 40% frente al 2005 en razón de los nuevos activos fijos incorporados por las mayores inversiones de capital y las valorización de propiedades, plantas y equipos antes comentadas.

Los resultados financieros de Ecopetrol en el 2006 sin los efectos de las cuentas derivadas de su condición de Empresa estatal permiten apreciar la consistencia de sus indicadores operativos. Dichos efectos son en resumen los ahorros o desahorros del FAEP, el fondeo del pasivo pensional<sup>39</sup> (que será objeto de conmutación parcial) y la capitalización de reservas de petróleo como aportes directos de la Nación en el Patrimonio de la sociedad<sup>40</sup>.

<sup>39</sup> La empresa tiene fondeados recursos que respaldan la mayor parte de su pasivo pensional, lo que ocasiona que para hallar el valor real de éste último deba sustraerse de dicha cuenta del pasivo el valor de la cuenta del activo correspondiente a los patrimonios autónomos que poseen los recursos.

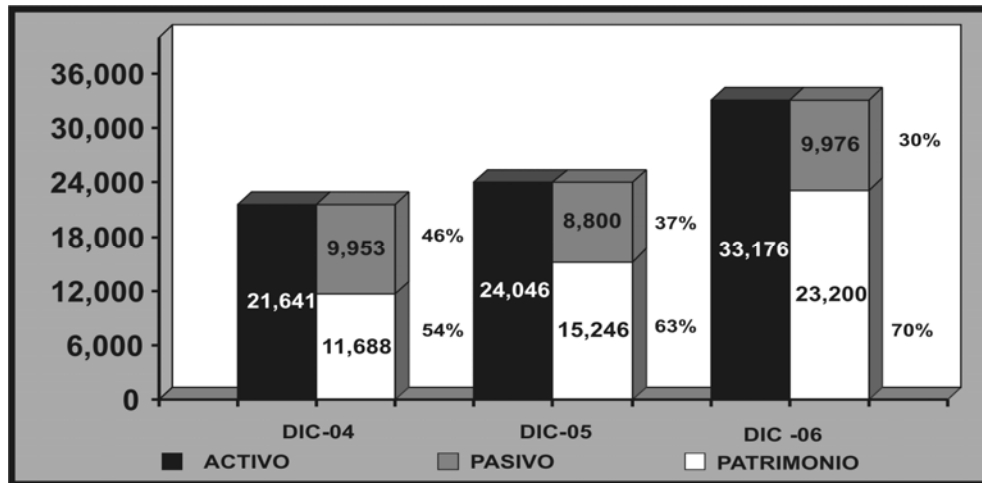
<sup>40</sup> Hasta marzo 9 del 2007 se contabilizó la capitalización de estos aportes de la Nación en el patrimonio de la sociedad contra el costo de ventas, según lo establecía el Decreto 2625 del 2000, el cual fue reemplazado por el Decreto 727 del 2007 y mediante el cual cesa dicha forma de contabilización.

Al eliminar el efecto del FAEP en los ingresos operacionales, el aporte al Estado por la producción de hidrocarburos y la valorización del portafolio de pensiones en los ingresos financieros, Ecopetrol obtendría una utilidad neta de COP5,39 billones, 60% más que el año anterior. De igual manera, el margen neto sobre ingresos sería superior en 7 puntos al del año anterior, al pasar de 21% en el 2005 a 28% en el 2006.



Fuente: Ecopetrol

Teniendo en cuenta que el saldo del FAEP, COP3,84 billones, es en realidad una utilidad diferida y retenida, sumando esta partida neta de impuesto de renta se llegaría a un patrimonio del orden de COP23,2 billones, que representa el 55% del total de activos de la compañía<sup>41</sup>.



Fuente: Ecopetrol

Al sustraer a lo anterior los valores depositados en los patrimonios autónomos que respaldan el pasivo pensional por COP8,96 billones (el cual será conmutado parcialmente), el patrimonio representaría el 70% del total de los activos de la empresa<sup>42</sup>.

<sup>41</sup> Ver numeral 4.20.2.2 Entrega de recursos del FAEP a la Nación

<sup>42</sup> Ver numeral 4.20.2.1 Conmutación Pensional

## **5.2o PRINCIPALES CAMBIOS EN EL BALANCE DE ECOPETROL EN EL 2007**

### **5.2o.1 Hechos relevantes a junio 30 del 2007**

#### **5.20.1.1 Aportes del Estado**

El 18 de diciembre del 2000, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 2625 mediante el cual se estableció el reconocimiento del aporte de reservas que realizaba el Estado a la Empresa. El artículo 2º dispone que:

*“...El patrimonio de Ecopetrol también estará integrado por el aporte del Estado representado en el valor de las reservas de hidrocarburos que sean extraídas por Ecopetrol, en forma directa o en asociación con terceros, con excepción de las reservas provenientes de la reversión de concesiones que ya hubieren sido contabilizadas (...). El aporte debe contabilizarse cada trimestre calendario y será igual al valor unitario de las reservas para el trimestre, multiplicado por el total de unidades extraídas de hidrocarburos en el mismo trimestre”.*

El valor del aporte se calculaba de acuerdo con la metodología contenida en el mismo Decreto, con el valor presente neto de las reservas de hidrocarburos (VPN) y referido al precio WTI proyectado, aplicado a las características de cada campo.

El aporte de reservas de la Nación se registraba mensualmente con cargo a los costos de producción (costo de ventas) y con contrapartida en el patrimonio en una cuenta específica denominada “Aportes en Especie de Hidrocarburos”.

El 7 de marzo del 2007 se expidió el Decreto 727 que fue publicado tres días después. En él se derogó el Decreto 2625 del 2000 y se expiden normas relativas a la nueva forma de valoración y contabilización de reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación.

El artículo 5º del nuevo Decreto estableció que Ecopetrol registrará el valor de los derechos de explotación o producción de hidrocarburos de los que sea titular a la fecha de entrada en vigencia el Decreto 1760 del 2003 (por el cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la sociedad Promotora de Energía de Colombia S. A), de las áreas correspondientes a contratos celebrados o que celebre con posterioridad a esta fecha y los derechos de explotación y producción de hidrocarburos que se obtengan o le sean otorgados con posterioridad a la vigencia del Decreto 1760 del 2003.

Así mismo, estableció que dichos derechos deben valorizarse de conformidad con los criterios internacionales empleados en el sector de hidrocarburos y se registrarán de acuerdo con las normas y prácticas de contabilidad que le sean aplicables.

El artículo 6º del citado decreto designó al Contador General de la Nación para que determinara el tratamiento contable aplicable, en virtud al Decreto 143 del 2004. La Contaduría General de la Nación emitió el concepto número 20073-91073 del 30 de marzo del 2007, disponiendo el registro de reservas como una cuenta de Orden Deudora de Control con su correspondiente contrapartida. Esto significa que a partir del 10 de marzo del 2007, Ecopetrol no registró dentro de los costos de producción ni dentro del patrimonio, los valores relacionados con el aporte de reservas del Estado, de conformidad con las normas legales vigentes.

#### **5.20.1.2 Reconocimiento de la deuda de Ecogás**

En los años 90 Ecopetrol celebró contratos BOMT (Build, Operate Maintain and Transfer por sus siglas en inglés) con las firmas Centragas (SCA), Transgas de Occidente S.A. y Gases de Boyacá y Santander S.A. para desarrollar el plan de masificación de gas, llevando dicho hidrocarburo desde los centros de producción a los de consumo. Así, se construyeron los gasoductos Ballena-Barrancabermeja, Mariquita-Cali y los ramales de Boyacá y Santander, respectivamente.

En virtud de los contratos, son obligaciones del contratista transportar el gas, operar y mantener las instalaciones y asegurar la disponibilidad de la capacidad del ducto. Por su parte Ecopetrol se obliga al pago de la tarifa respectiva por disponibilidad, la cual incluye el costo de capital, costos de financiación, gastos de operación y mantenimiento, gastos de administración, impuestos, imprevistos y las utilidades del propietario.

El saldo de la obligación de pago sobre estos contratos se contabilizó históricamente en las cuentas de orden de Ecopetrol de acuerdo con los lineamientos contables de ese momento, asimilados a leasing operativo o de infraestructura.

En 1997 se expidió La Ley 401, que creó la Empresa Colombiana de Gas – Ecogás a partir de la escisión de Ecopetrol de los activos y derechos vinculados a la actividad de transporte de gas natural, así como los derechos derivados de los contratos relativos a dicha actividad, incluidos los BOMT.

En desarrollo de la Ley 401 se firman los convenios de cesión a Ecogás de todos los derechos derivados de los mencionados contratos. Sin embargo, Ecopetrol se ve en necesidad de retener las obligaciones tarifarias derivadas de estos contratos para garantizar la viabilidad financiera de Ecogás, de acuerdo con lo establecido en la propia Ley 401 de 1997.

En desarrollo de esa misma ley, Ecogás se comprometió a reconocer a Ecopetrol el 70% de los valores pagados en obligaciones tarifarias a los contratistas BOMT, lo cual quedó consignado en el denominado “Esquema de Pagos” adoptado en el Decreto 958 de 1998.

Teniendo en cuenta los limitados ingresos de Ecogás, que le impedían registrar en su balance general el valor total de la acreencia con Ecopetrol (Esquema de Pagos), así como la necesidad de mantener su viabilidad financiera, el saldo de la obligación de pago a largo plazo se reflejó en cuentas de orden de las dos empresas<sup>43</sup>.

Mediante documento CONPES No. 3244 de septiembre del 2003, el Gobierno Nacional autorizó a Ecogás a vincular a un inversionista y operador privado para desarrollar el negocio de transporte de gas. El objetivo era obtener un socio estratégico que asegurara mayor penetración en los diferentes sectores de consumo y la maximización del valor patrimonial del negocio de transporte con el menor impacto fiscal para la Nación (entendiéndose ésta como el Gobierno Central y las empresas Ecogás y Ecopetrol).

En el mismo documento CONPES se dispuso que la Nación debería viabilizar los mecanismos para asegurar el cumplimiento de la obligación de pago de Ecogás a Ecopetrol mediante instrumentos tales como el otorgamiento de garantías o contragarantías de la Nación o a través de pignoración de activos fijos, participaciones accionarias o dividendos futuros, entre otros.

En desarrollo de lo anterior, el 5 de mayo del 2005 se expidió el Decreto 1404, por el cual se aprobó el programa de enajenación de la participación estatal representada en los activos, derechos y contratos de la Empresa Colombiana de Gas, Ecogás. En la estrategia de venta de los activos de Ecogás están incluidos los derechos futuros de los contratos BOMT a un inversionista estratégico. El valor recibido por parte de la Nación como producto de la venta de dichos activos debía garantizar el cumplimiento del Esquema de Pagos establecido en el Decreto 958 de 1998.

Asimismo, el 22 de febrero del 2007 se suscribió un convenio interadministrativo entre la Ecogás, la Nación – Ministerio de Hacienda y Crédito Público y Ecopetrol para reglamentar la entrega por parte de Ecogás al Ministerio de Hacienda de los recursos provenientes de la operación con el socio estratégico, para que la Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional los maneje, administre e invierta actuando por cuenta y en nombre de Ecogás. Estos recursos serán la fuente exclusiva del cumplimiento de las obligaciones del Esquema de Pagos hasta el momento en que se cancele la totalidad de dichas obligaciones.

De conformidad con el parágrafo del artículo 9 del convenio interadministrativo, a más tardar el 31 de diciembre de 2007 se debe realizar el prepagó a Ecopetrol de la totalidad de la obligación pendiente del Esquema de Pagos.

Dada la certeza sobre el derecho al cobro por parte de Ecopetrol derivado de la venta de los activos de Ecogás, al cierre de marzo del 2007, la empresa eliminó de cuentas de orden y reconoció en su balance (activos) el valor presente neto (VPN) de los pagos adeudados por Ecogás. El valor registrado en cuentas por cobrar ascendió a USD1.155 millones.

Como contrapartida de este registro, la Empresa reconoció un ingreso corriente por 475,4 millones de dólares y por la diferencia registró un ingreso diferido por USD679,2 millones, los cuales serán amortizados en línea recta, en la medida en que se cause la facturación de los contratistas BOMT, a fin de conservar el principio de asociación.

Simultáneamente, Ecopetrol amortizó el saldo del cargo diferido causado en la facturación de los contratos BOMT, el cual asciende al mismo valor reconocido como ingreso, es decir, por USD475,4 millones.

Esta operación es concordante con lo establecido en las comunicaciones 199911-1505 del 2 de noviembre de 1999 y 20072-87588 del 9 de marzo del 2007, emitidas por la Contaduría General de la Nación.

### **5.20.1.3 Subsidios**

De acuerdo con la Ley de Presupuesto (Ley 1110 de 2006), la Nación asume a partir del año 2007 el valor de los subsidios a la gasolina motor corriente y ACPM. Al respecto el artículo 48 establece lo siguiente:

*“ La diferencia entre el ingreso al productor regulado y el precio en el mercado internacional referenciado al mercado del golfo de los Estados Unidos de América para los refinadores o importadores, que venía siendo asumida por estos, en cumplimiento de las finalidades sociales del Estado en los términos previstos en la Constitución Política, podrá ser financiado durante la vigencia fiscal de 2007 con cargo a los recursos de la Nación que se incorporan en el presupuesto del Ministerio de Minas y Energía, el cual determinará las bases, criterios y procedimientos para su asignación y traslado”.*

En marzo del 2007 el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución No. 180414 que establece el procedimiento para el reconocimiento del subsidio para refinadores e importadores de gasolina motor corriente y ACPM, dentro de los cuales se encuentra Ecopetrol.

---

<sup>43</sup> El tratamiento contable fue establecido por la Contaduría General de la Nación (CGN) (comunicaciones número 199911-1505 del 2 de noviembre de 1999, 20029-23982 del 19 de enero de 2001 y 20048-53034 del 28 de septiembre de 2004).

En virtud de la normatividad vigente, Ecopetrol vende a precio regulado y el Gobierno Nacional, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, reconoce a la Empresa el monto del subsidio de la gasolina motor corriente y ACPM, que se genera por la sumatoria de las diferencias, para cada día del mes, entre el ingreso al productor regulado del respectivo producto para el mes determinado y el precio diario equivalente al internacional referenciado al mercado del golfo de los Estados Unidos de América para cada producto, calculado según su origen, y multiplicado por los volúmenes del respectivo producto vendidos diariamente.

Los ingresos por subsidios serán reconocidos en Ecopetrol reflejando una cuenta por cobrar a la Nación, cuya contrapartida es un ingreso.

Al cierre del mes de junio Ecopetrol tiene registrada por este concepto una cuenta por cobrar a la Nación en cabeza del Ministerio de Minas y Energía por valor de \$683.4 millardos.

#### 5.20.1.4 **Commutación pensional**

La Ley 100 de 1993 excluyó a los trabajadores y pensionados de Ecopetrol del Régimen de Seguridad Social Integral consagrando en ella cuando en su inciso cuarto del artículo 279 establece que: “el presente régimen de Seguridad Social, no se aplica a los servidores públicos de la Empresa Colombiana de Petróleos, ni a los pensionados de la misma.”

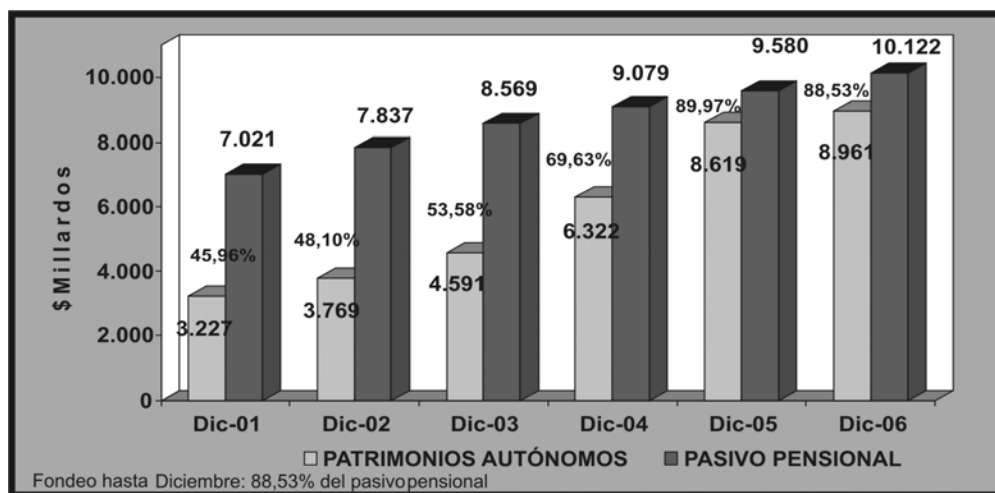
La Corte Constitucional, mediante Sentencia C-173-96, determinó “la existencia en Ecopetrol de un régimen laboral Producto de la negociación colectiva, cuyo análisis sistemático permite detectar prerrogativas y beneficios superiores a los contenidos en la ley como mínimo obligatorio.”

Dado que el reconocimiento y pago de las obligaciones pensionales está a cargo de la empresa por virtud de este régimen especial, mediante Decreto 2153 de 1999 se estableció el mecanismo de fondeo del pasivo pensional y su manejo a través de patrimonios autónomos como garantía y fuente de pago del mismo. Los patrimonios autónomos así constituidos por la empresa, hacen parte de sus activos.

Con posterioridad al Decreto 2153 se emite el Decreto 941 del 2002, el cual permite la conmutación parcial de las obligaciones pensionales a cargo de las entidades públicas, mediante la creación de patrimonios autónomos pensionales. Ecopetrol ha encontrado conveniente este esquema, el cual trae consigo entre otros beneficios, la revelación del pasivo pensional de la Empresa por su valor neto (esto es, descontando del pasivo el valor que se encuentra ya fondeado en el activo) y por ende una presentación más clara de sus estados financieros.

Con base en lo anterior, una vez se realice la Conmutación Pensional, es decir el traslado a los patrimonios autónomos pensionales, la Empresa dará de baja del balance de Ecopetrol, los recursos respectivos y las obligaciones pensionales hasta el monto de los recursos girados. El control de las partidas giradas, con sus respectivos rendimientos y de las obligaciones pensionales conmutadas con sus ajustes serán registradas y controladas en cuentas de orden.

Es importante resaltar que otro de los beneficios de la conmutación pensional parcial es que asegura la destinación de los recursos para los fines previstos ya que el artículo 18 del Decreto 941 del 2002, señala que: “Los recursos que se entreguen a los patrimonios autónomos de que trata el presente decreto, así como los rendimientos financieros que éstos produzcan, no podrán cambiarse de destinación ni restituirse a la entidad empleadora mientras no se hayan satisfecho en su totalidad todas las obligaciones pensionales a las que el mismo se refiere”.



Fuente: Ecopetrol

Al diciembre 31 de 2006 el porcentaje del pasivo pensional respaldado por los recursos depositados en los patrimonios autónomos ascendió a 88,53%.

Al cierre del mes de junio de 2007 la conmutación pensional de Ecopetrol S.A. se encuentra pendiente de aprobación definitiva por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Se espera que este proceso sea finalizado previo al proceso de capitalización de la Empresa.

#### **5.2o.2 Hechos relevantes a futuro en 2007**

Como parte de este acápite se incluyen algunos hechos relevantes, que a pesar de no haber sucedido todavía, son conocidos y con certeza tendrán efecto en los estados financieros del año 2007. Estos aspectos son dados a conocer en cumplimiento de las normas sobre revelación de información.

##### **5.20.2.1 Entrega de recursos del FAEP a la Nación**

Mediante la Ley 209 de 1995, el Gobierno Nacional creó y reglamentó el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP) como un sistema de manejo de cuentas en el exterior, sin personería jurídica, y con subcuentas a nombre de Ecopetrol, de los departamentos y municipios receptores de regalías y compensaciones monetarias y del Fondo Nacional de Regalías, por concepto de las retenciones que se hicieran a ellos, sobre los derechos que a cada unidad de producción les reconoce la legislación. El traslado de los recursos al FAEP tiene un carácter estrictamente temporal y con propósitos exclusivos de ahorro fiscal y estabilización macroeconómica.

El artículo 14 de la Ley 209 de 1995 estableció que “*Los recursos retenidos en el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera sólo constituyen ingreso para las entidades partícipes en él cuando se produzcan en favor suyo los reintegros a que tienen derecho*”.

No obstante, la Ley establece la obligación a cargo de Ecopetrol, de entregar a la Nación los recursos ahorrados en el FAEP; por lo tanto, éstos no se consideran reintegros a favor de la Empresa.

Mediante la Ley del Plan de Desarrollo de 2007 (la cual no ha sido aún sancionada), se establece que a partir de la entrada en vigencia de la misma, Ecopetrol cesará en su obligación de efectuar ahorros en el Fondo de Estabilización Petrolera – FAEP. El Gobierno Nacional se encargará de la reglamentación en esta materia.

En razón de lo anterior, los ahorros que a la fecha de la entrada en vigencia de la Ley del Plan del Desarrollo haya efectuado Ecopetrol en el FAEP pasarán a ser de propiedad de la Nación y serán transferidos a la Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional, de acuerdo con la reglamentación que para el efecto expida el Gobierno Nacional.

Dado que la Ley estableció la obligación a cargo de Ecopetrol, de entregar los recursos ahorrados en el FAEP hasta su expedición, es necesario reconocer en los estados financieros el respectivo pasivo y la eliminación del Ingreso diferido constituido por efecto de los ahorro progresivos en el FAEP, en concordancia con el artículo 14 de la Ley 209 de 1995.

#### **5.21 PERSPECTIVAS CONSERVADORAS DE ECOPETROL PARA UN PERIODO DE 3 A 5 AÑOS**

---

Las perspectivas conservadoras de Ecopetrol se encuentran recopiladas y explicadas en el capítulo 3, en el cual se desarrolla el marco estratégico y los principales proyectos de la Empresa, entre otros.

HOJA EN BLANCO INTENCIONAL

## 6 INFORMACIÓN FINANCIERA

### 6.1 INDICADORES FINANCIEROS

INDICADOR	Junio 2007	Junio 2006	Diciembre 2006	Diciembre 2005	Diciembre 2004
Endeudamiento corto plazo	39,07%	46,09%	35,29%	10,71%	12,47%
Endeudamiento largo plazo	17,62%	16,59%	15,26%	48,61%	51,77%
Endeudamiento total	56,70%	62,68%	50,55%	59,33%	64,24%
Razón corriente	1,25	1,21	1,25	1,53	1,09
Capital de trabajo en millones de COP	4.233.698	3.658.947	3.749.293	1.869.994	327.730
Prueba ácida de inventarios	1,20	1,16	1,19	1,32	0,93
Prueba ácida de cuentas por cobrar en días	1,13	1,15	1,15	1,21	0,87
Rotación de cuentas por cobrar en días	38	22	29	26	22
Rotación de inventarios en días	32	30	30	29	25
Rotación de cuentas por pagar en días	117	114	24	28	58
Gastos financieros / Utilidad operacional	47,2%	57,4%	61,4%	12,6%	32,8%
Margen operacional	39,1%	29,5%	25,9%	29,2%	29,6%
Margen neto	21,1%	20,1%	18,4%	21,0%	16,2%

Fuente: Ecopetrol

#### Información financiera no consolidada. Cifras expresadas en millones de pesos.

Algunas cifras de los estados financieros fueron reclasificadas en junio y diciembre de 2006, para fines comparativos con las cifras de junio de 2007, con ocasión de los siguientes hechos:

Para los meses de junio y diciembre de 2006, se reclasificaron al activo corriente, el Fondo de ahorro y estabilización petrolera – FAEP, por valor de \$4.016.926 y \$3.844.167 respectivamente, de acuerdo con el artículo 143 del Proyecto de Ley del Plan Nacional de Desarrollo, aprobado por el Congreso de Colombia, el día 3 de mayo de 2007, el cual dispuso la transferencia a la Nación de los recursos disponibles en el FAEP, que serán reconocidos por Ecopetrol una vez sea sancionada dicha Ley. En la misma forma, el ingreso diferido por FAEP, reflejado en el pasivo no corriente, se reclasificó al pasivo corriente por los mismos valores y su saldo al 30 de junio de 2007 asciende a \$3.493.741

Por otra parte, los Recursos entregados en administración, (patrimonios autónomos pensionales) fueron reclasificados del activo no corriente, al activo corriente por \$7.368.194 y \$7.522.263, para los mismos meses de junio de 2006 y diciembre de 2006, respectivamente, como consecuencia del proceso de conmutación que está en trámite de aprobación por parte del Ministerio de Hacienda.

Las Obligaciones laborales igualmente presentaron reclasificaciones del largo plazo al corto plazo por \$6.930.065 en junio de 2006 y \$7.045.479 en diciembre de 2006, respectivamente, originado por el proceso de conmutación pensional, indicado en el párrafo anterior..

(1) A partir del año 2007 se cambia el procedimiento contable para el registro de la diferencia en cambio generada por las inversiones en moneda extranjera valoradas a precios de mercado, la cual hacía parte del concepto de valorización o desvalorización de inversiones y ahora dicha diferencia en cambio se separa de los mencionados conceptos y se registra como diferencia en cambio bien sea en el ingreso financiero (devaluación) o en el gasto financiero (revaluación).

Para efectos de comparación en el estado de resultados, se reclasifica a partir del 2006.



## **6.2 ANALISIS FINANCIERO A JUNIO 30 DE 2007**

---

Los ingresos operacionales crecieron 8,70% frente a los del mismo periodo del 2006, alcanzando los COP9.710 millardos, de los cuales el 74% se originó en el mercado local y el 26% en el internacional.

Las ventas en el mercado nacional se realizan a clientes mayoristas como: Exxon Mobil de Colombia, Organización Terpel S.A., Chevron Petroleum Company, Brio de Colombia S.A, Petrobrás Colombia Combustibles S.A., entre otros.

En el mercado doméstico, las ventas registraron un crecimiento de 38.31% frente al primer semestre de 2006, al situarse en COP7.185 millardos.

Debe tenerse en cuenta que entre los ingresos operacionales se incluyen COP684 millardos, que la compañía recibió, en cumplimiento a lo dispuesto en la Ley de Presupuesto Nacional, \$684 por concepto de subsidios sobre la gasolina regular y ACPM.

Durante el primer semestre del año la empresa exportó COP2.525 millardos, de los cuales 57% se generaron por exportaciones de crudo y 43% en productos como el combustible, gasolinas, turbosina y naftas, principalmente.

En ese lapso, las ventas al exterior, inferiores en 32,4% frente al año anterior, fueron dadas por las menores exportaciones de productos (59.200 barriles diarios frente a 94.000 en 2006) a menores precios (USD/BL 47,3 frente a USD/BL 54,0 en 2006). Adicionalmente, se presentaron menores volúmenes de crudo exportados (83.300 barriles diarios en 2007 frente a 80.000 en 2006), a menores precios (USD/BL 49,9 en 2007 frente a USD/BL 54,2 en 2006).

En el mercado internacional el WTI ascendió a USD61,5 el barril promedio acumulado en los seis meses, frente a USD67,1 a marzo de 2006.

La producción de propiedad de Ecopetrol, de origen directa y asociada sin regalías, compras y condensados, llegó a 263.000 barriles diarios, 3.000 barriles por debajo de la obtenida en el mismo periodo de 2006 debido a mantenimientos requeridos por problemas en pozos de la producción que proviene de los campos operados por Ecopetrol (Castilla, Orito, Casabe, Yariguies).

La producción promedio de petróleo en el país fue de 518.000 barriles por día, es decir 3% menos frente al primer semestre de 2006. Por otro lado, la producción de gas de propiedad de Ecopetrol supera a la del año anterior en 11%, al situarse en 400 GBTU, frente a 361 GBTU a junio de 2006.

El total del costo de ventas disminuyó en 6,7% con respecto al primer semestre de 2006, al situarse en los COP5.315 millardos, de los cuales 61% corresponde a costos variables y 39% a costos fijos.

Los costos variables presentan una disminución de 14%, principalmente porque a partir de marzo de 2007 no se registra la capitalización por la producción de crudo y gas, de acuerdo a lo establecido en el Decreto 727 de 2007.

Con el fin de atender las cargas a la Refinería de Cartagena, durante el primer trimestre de 2007, Ecopetrol importó 9.400 barriles diarios de crudo a \$60,1 dólares por barril (\$185 millardos), los cuales no se encontraban presupuestados para el presente periodo.

El volumen de crudo base de liquidación de las regalías fue de 15,37 millones de barriles en 2006 para el primer semestre de 2007, generando regalías de crudo causadas por COP1.381 millardos.

Los costos fijos presentan un aumento de 28%(COP444 millardos) frente al primer semestre de 2006, principalmente por una mayor ejecución de servicios contratados de asociación y de Ecopetrol y gastos de mantenimiento de facilidades industriales y autoconsumo de productos, generados en el mantenimiento de pozos y refinerías.

Como resultado de lo anterior, el margen bruto de la empresa pasó de 36%, con respecto al total de las ventas, a 45% en 2007, y la utilidad bruta en ventas se superó en 36% (COP3.236 millardos en 2006 frente a COP4.395 millardos en 2007).

Los gastos de administración son superiores a los del año anterior en 2%, por mayores gastos laborales, frente a un menor gasto por depreciación de activos fijos. Los gastos de comercialización y proyectos son inferiores a los del primer semestre de 2006 en COP13 millardos, al registrar menores gastos de proyectos, en especial en campos de producción.

Producto de lo anterior, el margen operacional de la compañía pasó de 29% con respecto al total de las ventas en junio de 2006, al 39% en el presente periodo, y la utilidad operacional aumentó en 44%, al pasar de COP2.631 millardos en 2006 a COP3.799 millardos en 2007.

En la actividad no operacional se generó una pérdida de COP968 millardos, originada en mayores gastos por pérdida en diferencia en cambio, menor valorización en los portafolios de inversiones, impuesto del patrimonio y gastos para provisiones en litigios.

La diferencia en cambio registró en los primeros seis meses una pérdida, al situarse en \$752 millardos netos, por el efecto de la revaluación del peso. Cabe anotar, que el efecto precio y tasa de cambio presentado en los resultados operacionales (\$1.470 millardos), reduce el impacto de la revaluación del peso, registrado en los resultados No operacionales.

La valorización en el portafolio de inversiones asciende a COP213 millardos, frente a una desvalorización de COP195 millardos a junio de 2006 y frente a una valorización de \$297 millardos presupuestada. El portafolio administrado por la Empresa generó una valorización de \$137 millardos durante el periodo. El rendimiento promedio del portafolio en pesos fue 8,83%, frente a un benchmark de 8,9% y del portafolio en moneda extranjera fue 5,27%, frente a 5,29%, respectivamente.

Durante el primer trimestre la Nación vendió la compañía Ecogas a la Empresa de Energía de Bogotá. Esta operación genera el reconocimiento real de la deuda de Ecogas para con Ecopetrol, la cual se encontraba en cuentas de orden deudoras de la empresa, y el respectivo efecto en los resultados del periodo, al registrar la amortización del diferido de ECOGAS y la respectiva recuperación de gastos BOMT'S, por \$1.019 millardos.

En consecuencia, el margen neto registrado en el primer semestre de 2007 fue de 21% con respecto al total de las ventas y la utilidad neta ascendió a COP2.044 millardos, 13,7% más frente a la utilidad neta registrada para el mismo periodo en 2006.

El margen de EBITDA sobre ingresos supera en un punto al obtenido durante el primer semestre de 2006, al situarse en 49% respecto al 48% del año anterior. En valores absolutos es superior en 10,7%, al alcanzar COP4.712 millardos frente a COP4.256 millardos en el primer semestre de 2006.

Por su parte, el EBITDA real cubrió 1,24 veces la utilidad operacional y 2,31 veces la utilidad neta, frente a 1,62 y 2,37 veces en el primer semestre de 2006, respectivamente.

### **Balance General**

La estructura de capital de la compañía sufrió un importante cambio durante el primer semestre del año, por efectos del reconocimiento de la deuda de ECOGAS (antes se encontraba en cuentas de orden), constitución de la Sociedad Refinería de Cartagena S.A. (antes propiedad, planta y equipo) y por la distribución de los dividendos decretados por la Asamblea General de Accionistas de marzo de 2007.

A junio de 2007, los pasivos representan el 57% de los activos y el patrimonio el 43%.

A junio de 2007 los activos corrientes cubren 0,75 veces los pasivos corrientes, frente 1,82 veces a diciembre de 2006.

El activo total de la compañía a junio de 2007 terminó en COP43,2 billones, con un crecimiento de COP1,05 billones (2%), frente al saldo de diciembre de 2006, principalmente por el reconocimiento de la deuda de ECOGAS con Ecopetrol.

La empresa mantiene importantes excedentes de liquidez en dólares como consecuencia de los altos precios del crudo. El valor total del portafolio de inversiones ascendió a COP19,82 billones, de los cuales COP9,04 billones corresponden a los patrimonios autónomos pensionales administrados por fiduciarias, COP3,5 billones al FAEP administrado por el Banco de la República, COP6,8 billones al portafolio manejado directamente por la empresa y COP416 millardos administrados por el Fondo Latinoamericano de Reservas (FLAR).

Respecto a las sociedades en las cuales se posee participación accionaria, el 69% corresponden a inversiones estratégicas. Con el fin de optimizar el capital invertido en sociedades bajo el criterio de rentabilidad y de alineación con la estrategia de negocio de Ecopetrol, se estudia la forma de poder liquidar algunas de las participaciones que no cumplen con esas condiciones, a través de negociaciones con entidades estatales que tengan interés estratégico en dichas compañías, ya que la venta de participaciones accionarias de propiedad estatal en otras compañías está sujeta a la Ley 226 de 1995. Ésta aplica para la venta garantizando principios de amplia publicidad y libre concurrencia y Determina que se deben fijar unas condiciones para realizar dicha venta con base en unos estudios técnicos que deberán ser realizados por personas idóneas para ello. Dichas condiciones son el precio, la forma de pago y el procedimiento de venta aunque éste deberá siempre observar que se debe ofrecer en primer lugar y en condiciones preferenciales, a unos destinatarios especiales que la misma Ley determina en su Artículo 3° y que incluye, entre otros, a los trabajadores y extrabajadores de las compañías, Uniones de Trabajadores, Cooperativas, Fondos de Pensiones. Además, la Ley dispone que quienes compren dentro de esta oferta en condiciones preferenciales deberán mantener la propiedad de las acciones durante al menos dos (2) años como medida para garantizar la democratización de la propiedad y evitar que se utilicen dichas condiciones para favorecer a terceros que no tuvieran acceso a las mismas. Esa oferta deberá prolongarse por mínimo dos (2) meses para que todos quienes consideren que tienen la calidad puedan acceder a hacer uso de la oferta.

Por otro lado, el portafolio de inversiones de formación bruta de capital continúa presentando una subejecución frente a lo planeado para los cinco primeros meses del año, considerando los 74 proyectos más importantes, que en conjunto representan el 80% del presupuesto asignado para el año.

Los principales retrasos con respecto a lo contemplado obedecen principalmente a demoras en actividades de perforación por falta de disponibilidad de equipos, demoras en la ejecución de contratación y maduración de los proyectos.

A junio de 2007, se han registrado COP696 millardos como inversiones en exploración y desarrollo. Por su parte, COP571 millardos se han capitalizado como activo y COP173 millardos se han llevado a gasto en los resultados del periodo.

El pasivo total cerró en COP24,5 billones, 15% superior al registrado en diciembre de 2006, por la distribución de utilidades de 2006 y por el mayor ingreso diferido (pasivo) en el reconocimiento de la deuda de ECOGAS con Ecopetrol, principalmente.

El pasivo está representado en 42% por el cálculo actuarial de la empresa (que se encuentra fondeado en un 86,87%), en 9.4% dividendos por pagar sobre utilidades 2006, en 14% por los ingresos diferidos del FAEP y, en 14% pasivos estimados y provisiones (abandono de instalaciones, conmutación pasivo pensional, litigios y demandas, obligaciones contratos BOMT'S, entre otras)

El patrimonio cerró en COP18.7 billones en el primer semestre, disminuyendo en COP2.139 millardos respecto a diciembre 31 de 2006, en especial por la distribución de dividendos sobre las utilidades de 2006, en COP3.873 millardos que incluyen la apropiación para cubrir los subsidios de ACPM y Gasolina, en atención a la Ley de Presupuesto Nacional 2006 (COP873 millardos).

La utilidad del presente periodo por COP2.044 millardos y los aportes de reservas de hidrocarburos realizados por la Nación COP432 millardos, aumentan el patrimonio de la compañía.

Sin embargo también se presentó una disminución producto de la desvalorización de activos principalmente por COP178 millardos. Así mismo, se originó una disminución en el patrimonio de COP602 millardos producto del reconocimiento de los subsidios de ACPM y Gasolina.

De otra parte, mediante aprobación de la Asamblea General de Accionistas del pasado mes de marzo y, en atención a lo dispuesto por el Decreto 727 del 7 de marzo de 2007, el aporte del Estado (cumplimiento al Decreto 2625 de 2000 que se derogó por el Decreto 727 de 2007) se capitalizó en cabeza de la Nación como capital suscrito y pagado por COP4.851 millardos, pasando de un capital aportado por COP4.245 millardos a COP9.096 millardos en abril de 2007.

### **6.3 INFORMACIÓN FINANCIERA DE ECOPETROL A JUNIO 30 DE 2007 Y 2006**

---

#### **6.3.1 Informe de Revisoría Fiscal a Junio 30 2006 – 2007**

##### **Informe de Revisión del Revisor Fiscal**

A los Accionistas de  
**ECOPETROL S.A.**

He revisado los balances generales adjuntos, no consolidados, de Ecopetrol S.A., al 30 de junio de 2007 y 2006 y los correspondientes estados contables no consolidados, de actividad financiera, económica y social, de cambios en el patrimonio, cambios en la situación financiera y flujos de efectivo por los semestres terminados en esas fechas. Dichos estados contables no consolidados son responsabilidad de la Administración de la Empresa.

Una revisión de la información financiera a una fecha intermedia consiste principalmente en entender el sistema para su elaboración, mediante procedimientos de revisión analítica e indagaciones con el personal responsable de los asuntos financieros y contables y comparación de la información con los libros de contabilidad. El alcance de la revisión a una fecha intermedia es sustancialmente menor que el de una auditoría bajo normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia, cuyo objetivo es expresar una opinión respecto a los estados contables tomados en conjunto. Por consiguiente, no expreso dicha opinión.

Con base en mi revisión, no estoy enterado de modificaciones importantes que deban efectuarse a los balances generales no consolidados, al 30 de junio de 2007 y 2006 y a los correspondientes estados contables no consolidados, de actividad financiera, económica y social, cambios en la situación financiera y flujos de efectivo, por los semestres terminados en esas fechas, para conformarlos con principios de contabilidad pública generalmente aceptados en Colombia y promulgados por la Contaduría General de la Nación.

Los estados contables al 31 de diciembre de 2006 los audité y emití mi opinión sin salvedades sobre los mismos el 22 de febrero de 2007.

#### **ORIGINAL FIRMADO**

**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**

Revisor Fiscal

Tarjeta Profesional 13442-T

Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-530

Bogotá, D.C.

13 de julio de 2007

**6.3.2 Estados Financieros no Consolidados a Junio 30 2006 – 2007**

**ECOPETROL S.A.**  
**Balances Generales no Consolidados**  
(No Auditados)

	30 de junio de	
	2007	2006
	<i>(En millones de pesos colombianos)</i>	
<b>Activos</b>		
Activos corrientes:		
Efectivo y equivalentes de efectivo <i>(Nota 3)</i>	\$ 3,018,763	\$ 1,325,370
Inversiones <i>(Nota 4)</i>	2,779,977	5,258,942
Cuentas y documentos por cobrar <i>(Nota 5)</i>	1,878,925	932,252
Inventarios <i>(Nota 6)</i>	937,609	936,845
Anticipos, avances y depósitos <i>(Nota 7)</i>	1,302,698	1,117,845
Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera FAEP <i>(Nota 11)</i>	3,493,741	4,016,926
Recursos entregados en administración <i>(Nota 10)</i>	7,669,024	7,368,194
Gastos pagados por anticipado	24,522	10,967
Total activos corrientes	21,105,259	20,967,341
Inversiones <i>(Nota 4)</i>	3,075,515	1,764,175
Cuentas y documentos por cobrar <i>(Nota 5)</i>	154,478	167,799
Anticipos, avances y depósitos <i>(Nota 7)</i>	265,410	328,624
Propiedad, planta y equipo, neto <i>(Nota 8)</i>	5,368,081	5,446,584
Recursos naturales y del ambiente, neto <i>(Nota 9)</i>	4,008,109	3,191,423
Recursos entregados en administración <i>(Nota 10)</i>	1,365,590	971,192
Cargos diferidos y otros activos <i>(Nota 12)</i>	2,275,900	2,893,565
Valorizaciones <i>(Nota 19)</i>	5,559,453	1,821,222
Total activos	\$43,177,795	\$37,551,925
<b>Pasivos y patrimonio</b>		
Pasivos corrientes:		
Obligaciones financieras <i>(Nota 13)</i>	\$ –	\$ 16,874
Cuentas por pagar y vinculados <i>(Nota 14)</i>	3,436,307	3,521,877
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar <i>(Nota 15)</i>	1,508,160	1,805,997
Ingresos diferidos – Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera FAEP <i>(Nota 11)</i>	3,493,741	4,016,926
Obligaciones laborales <i>(Nota 16)</i>	7,727,833	7,420,211
Pasivos estimados y provisiones <i>(Nota 17)</i>	705,520	526,509
Total pasivos corrientes	16,871,561	17,308,394
Obligaciones financieras a largo plazo <i>(Nota 13)</i>	–	100,542
Cuentas por pagar a largo plazo <i>(Nota 14)</i>	31,115	87,151
Obligaciones laborales a largo plazo <i>(Nota 16)</i>	2,735,835	2,480,022
Pasivos estimados y provisiones <i>(Nota 17)</i>	2,622,766	2,503,074
Otros pasivos a largo plazo <i>(Nota 18)</i>	2,219,751	1,059,182
Patrimonio <i>(Nota 19 y ver estado adjunto)</i>	18,696,767	14,013,560
Total pasivos y patrimonio	\$43,177,795	\$37,551,925
Cuentas de orden <i>(Nota 20)</i>	\$56,672,497	\$71,184,597

Véanse las notas adjuntas.

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JAVIER G. GUTIÉRREZ PEMBERTHY**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JORGE HERNANDO MARTÍNEZ JAIME**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 14471-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-531  
(Véase mi informe del 13 de julio de 2007)

**ECOPETROL S.A.**  
**Estados no Consolidados de Actividad Financiera, Económica y Social**  
(No Auditados)

	Semestre terminado el	
	30 de junio de	
	2007	2006
	<i>(En millones de pesos colombianos)</i>	
Ingresos (Nota 21):		
Ventas nacionales	\$7,185,312	\$5,195,032
Ventas en el exterior	2,525,228	3,738,712
Total ingresos	9,710,540	8,933,744
Costo de ventas (Nota 22)	5,315,411	5,697,562
	4,395,129	3,236,182
Gastos operacionales (Nota 23):		
Comercialización	453,523	466,637
Administración	141,592	138,308
Utilidad operacional	3,800,014	2,631,237
Ingresos (gastos) no operacionales:		
Ingresos (gastos) financieros, neto (Nota 24)	(437,674)	639,397
Gastos de jubilados (Nota 25)	(429,995)	(389,310)
Ganancia por inflación (Nota 26)	26,119	29,481
Otros ingresos (egresos) neto (Nota 27)	(127,334)	(220,865)
Utilidad antes de impuesto sobre la renta	2,831,130	2,689,940
Provisión impuesto sobre la renta (Nota 15)	786,771	892,053
Utilidad neta del semestre	\$2,044,359	\$1,797,887
Utilidad neta por acción	\$ 34,245	\$ 42,353

Véanse las notas adjuntas.

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JAVIER G. GUTIÉRREZ PEMBERTHY**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JORGE HERNANDO MARTÍNEZ JAIME**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 14471-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-530  
(Véase mi informe del 13 de julio de 2007)

**ECOPETROL S.A.**  
**Estados no Consolidados de Cambios en el Patrimonio**  
(No Auditados)

	Capital Suscrito y Pagado	Aporte de la Nación en Especie	Reserva Legal y Otras	Superávit por Valorizaciones	Utilidades Acumuladas	Patrimonio Institucional	Total Patrimonio
<i>(En millones de pesos colombianos, excepto el dividendo por acción)</i>							
Saldo al 31 de diciembre de 2005	\$4,244,943	\$2,044,598	\$1,847,628	\$1,875,192	\$3,253,756	\$19,134	\$13,285,251
Distribución de dividendos (\$47,114 por cada acción)	-	-	-	-	(2,000,000)	-	(2,000,000)
Aporte de la Nación en reservas de hidrocarburos	-	1,091,064	-	-	-	-	1,091,064
Apropiación reserva legal	-	-	325,376	-	(325,376)	-	-
Apropiación reserva aporte ANH	-	-	-	-	(106,672)	-	(106,672)
Apropiación para programas de inversión	-	-	821,708	-	(821,708)	-	-
Superávit por valorización	-	-	-	(53,970)	-	-	(53,970)
Utilidad neta del semestre	-	-	-	-	1,797,887	-	1,797,887
Saldo al 30 de junio de 2006	\$4,244,943	\$3,135,662	\$2,994,712	\$1,821,222	\$1,797,887	\$19,134	\$14,013,560
Saldo al 31 de diciembre de 2006	\$4,244,943	\$4,419,110	\$2,994,712	\$5,736,751	\$3,391,373	\$48,857	\$20,835,746
Distribución de dividendos (\$34,245 por cada acción)	-	-	(1,423,163)	-	(3,052,236)	-	(4,475,399)
Aporte de la Nación en reservas de hidrocarburos	4,851,215	(4,851,215)	-	-	-	-	-
Apropiación reserva legal	-	-	339,137	-	(339,137)	-	-
Apropiación reserva aporte ANH	-	432,105	-	-	-	-	432,105
Apropiación para programas de inversión	39	-	-	-	-	37,217	37,256
Superávit por valorización	-	-	-	(177,300)	-	-	(177,300)
Utilidad neta del semestre	-	-	-	-	2,044,359	-	2,044,359
Saldo al 30 junio de 2007	\$9,096,197	\$-	\$1,910,686	\$5,559,451	\$2,044,359	\$86,074	\$18,696,767

Véanse las notas adjuntas.

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JAVIER G. GUTIÉRREZ PEMBERTHY**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JORGE HERNANDO MARTÍNEZ JAIME**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 14471-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-530  
(Véase mi informe del 13 de julio de 2007)

**ECOPETROL S.A.**  
**Estados no Consolidados de Cambios en la Situación Financiera**

	Semestre terminado el	
	30 junio de	
	2007	2006
	<i>(En millones de pesos)</i>	
<b>Recursos financieros provistos por:</b>		
Utilidad neta del período	\$2,044,359	\$1,797,887
Partidas que no afectan el capital de trabajo:		
Depreciación y amortización	416,003	1,174,435
Provisión para pensiones de jubilación	209,798	261,184
Pasivos estimados y provisiones	(216,405)	167,375
Provisión impuesto de renta diferido	67,489	(38,988)
Total provisto por las operaciones	2,521,244	3,361,893
Disminución (aumento) de deudores a largo plazo	5,439	(7,601)
Disminución (aumento) de otros activos	1,107,295	(720,337)
Transferencias (adiciones) de propiedad, planta y equipo	336,021	(494,786)
Disminución (aumento) de anticipos a largo plazo	34,694	(38,146)
Disminución de recursos entregados en administración	141,164	279,312
Patrimonio institucional incorporado	37,217	-
Aportes de capital	432,144	1,091,064
Aumento de obligaciones laborales a largo plazo	332,924	147
Aumento (disminución) otros pasivos	1,256,725	(45,184)
	3,683,623	64,469
<b>Recursos financieros aplicados a:</b>		
Distribución de utilidades	(4,475,399)	(2,000,000)
Aumento de inversiones	(235,536)	(147,535)
Adiciones a recursos naturales y del ambiente	(513,844)	(317,047)
Disminución de obligaciones financieras a largo plazo	-	38,114
Disminución (aumento) de cuentas por pagar a largo plazo	(18,903)	12,510
Aportes efectuados a la ANH	-	(106,672)
	(5,243,682)	(2,520,630)
Aumento del capital de trabajo	\$ 961,185	\$ 905,732
<b>Cambios en los componentes del capital de trabajo:</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 2,419,862	\$ 603,471
Inversiones	(179,343)	2,963,342
Cuentas y documentos por cobrar	542,606	(27,278)
Inventarios	(58,752)	177,181
Anticipos, avances y depósitos	(51,548)	68,811
Recursos entregados en administración	214,881	-
Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera - FAEP	(350,426)	-
Gastos pagados por anticipado	14,782	(18,404)
Obligaciones financieras	42,874	83,583
Cuentas por pagar a largo plazo	(2,674,638)	(2,845,170)
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	529,587	(70,821)
Ingresos diferidos – Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera – FAEP	350,423	-
Obligaciones laborales	261,060	(524)
Pasivos estimados y provisiones	(100,183)	(28,459)
Aumento del capital de trabajo	\$ 961,185	\$ 905,732

*Véanse las notas adjuntas.*

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JAVIER G. GUTIÉRREZ PEMBERTHY**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JORGE HERNANDO MARTÍNEZ JAIME**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 14471-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-53t  
(Véase mi informe del 13 de julio de 2007)



**ECOPETROL S.A.**  
**Estados no Consolidados de Flujos de Efectivo**

	Semestre terminado el 30 de junio de	
	2007	2006
	<i>(En millones de pesos)</i>	
<b>Actividades de operación</b>		
Efectivo recibido de clientes	\$10,195,790	\$9,077,456
Efectivo de intereses financieros	272,132	366,916
Ingresos por reintegros y rendimientos – FAEP	145,804	56,387
Efectivo pagado a proveedores y contratistas	(1,833,669)	(2,936,232)
Pago por regalías y otras contribuciones	495,572	399,667
Pago de impuestos sobre la renta y otros	(1,344,902)	(1,123,120)
Pago de salarios, prestaciones sociales y seguridad social	(297,841)	(219,811)
Pagos para pensiones de jubilación, neto de traslados a fondos	(368,212)	15,863
Otros ingresos (egresos) de intereses financieros, neto	(561,884)	(49,868)
Efectivo neto provisto por actividades de operación	<b>6,702,790</b>	<b>5,587,258</b>
<b>Actividades de inversión</b>		
Aumento neto de inversiones	(56,193)	(3,110,877)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(513,844)	(317,047)
Adiciones de propiedad, planta y equipo, neto de transferencias	336,021	(494,786)
Efectivo neto usado en las actividades de inversión	<b>(234,016)</b>	<b>(3,922,710)</b>
<b>Actividades de financiación</b>		
Distribución de utilidades	(4,475,399)	(2,000,000)
Pago de obligaciones financieras	(42,874)	(45,469)
Aportes efectuados a la ANH	-	(106,672)
Aportes de la Nación	432,144	1,091,064
Patrimonio institucional incorporado	37,217	-
Efectivo neto usado en las actividades de financiación	<b>(4,048,912)</b>	<b>(1,061,077)</b>
Aumento neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	2,419,862	603,471
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	598,901	721,899
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año período	<b>\$ 3,018,763</b>	<b>\$ 1,325,370</b>

*Véanse las notas adjuntas.*

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JAVIER G. GUTIÉRREZ PEMBERTHY**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JORGE HERNANDO MARTÍNEZ JAIME**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 14471-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-530  
(Véase mi informe del 13 de julio de 2007)

**6.3.3 Notas a los estados financieros no Consolidados (NO AUDITADOS) Junio 30 de 2007 – Junio 30 de 2006**

**ECOPETROL S.A.**  
**Notas a los Estados Contables no Consolidados (No Auditados)**

30 de junio de 2007 y 2006

*(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, excepto los valores en otras monedas, las tasas de cambio y utilidad por acción que están expresadas en pesos unitarios)*

**NOTA 1. ENTE ECONÓMICO Y PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES**

**Entidad Reportante**

Ecopetrol S.A., (en adelante Ecopetrol o la Empresa) fue constituida mediante Ley 165 de 1948 y transformada mediante el Decreto Extraordinario No. 1760 de 2003 a una sociedad pública por acciones, 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 normatividad que resulte aplicable. El domicilio principal es Bogotá D.C. y podrá establecer subsidiarias, sucursales y agencias en el territorio nacional y en el exterior.

Mediante decreto de transformación No. 1760 del 27 de junio de 2003, se escindió de la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol), 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; además, se modificó su estructura orgánica y se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) quien desde entonces emite y desarrolla la política petrolera de Colombia (anteriormente responsabilidad de Ecopetrol), y la Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A., que recibió activos no estratégicos de propiedad de Ecopetrol en ese momento.

La Ley 1118 del 27 de diciembre de 2006 modificó la naturaleza jurídica de Ecopetrol S.A., y autorizó a la Empresa para emitir acciones para que sean colocadas en el mercado y puedan ser adquiridas por personas naturales o jurídicas. Una vez emitidas y colocadas, total o parcialmente, las acciones, la sociedad quedará organizada como una Sociedad de Economía Mixta de carácter comercial, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

Al 30 de junio de 2007, la Empresa mantiene vigentes obligaciones relacionadas con 138 contratos de exploración y producción que cubren las operaciones así:

<b>Modalidad</b>	<b>Cantidad</b>
Exploración	48
Producción	61
Campos descubiertos no desarrollados	19
Producción incremental	6
Servicio de producción con riesgo	2
Colaboración empresarial	1
Servicios y colaboración técnica	1
	<b>138</b>

Del total de dichos contratos, Ecopetrol es operador en 24 de ellos, como se detalla a continuación:

<b>Modalidad</b>	<b>Cantidad</b>
Exploración	19
Producción incremental	3
Colaboración empresarial	1
Servicios y colaboración técnica	1
	<b>24</b>

La Empresa opera directamente 89 campos y 118 son operados por socios estratégicos, en acuerdos establecidos en los contratos de asociación vigentes. La Empresa en su estrategia de fortalecimiento y desarrollo económico, ha adjudicado 12 campos menores no desarrollados e inactivos, cuyo propósito es el de garantizar la operación de campos pequeños y sin grandes reservas, pero que potencialmente incrementan el portafolio de la Empresa. Actualmente, existen 15 campos en la fase de pruebas extensas de producción; 9 campos en producción incremental; 15 campos en solo riesgo; 2 campos en concesión y 3 campos en bajo riesgo.

Ecopetrol posee una participación del 49% en el Oleoducto del Alto Magdalena, 44% en el Oleoducto de Colombia, 35% en el Oleoducto Central y 50% en el Oleoducto Caño Limón Coveñas, administrados y/o gerenciados por la Sucursal en Colombia de Hocol S.A.; Oleoducto de Colombia S.A.; Oleoducto Central S.A.-Ocensa S.A.; y, Ecopetrol, respectivamente. Los tres últimos oleoductos son operados por Ecopetrol.

Los contratos de asociación, encomendados a socios privados, tienen una etapa de exploración de tres años, prorrogables hasta seis, con diferentes obligaciones de acuerdo con cada contrato. En caso de resultar positivas las exploraciones y aceptada la comercialidad del campo, Ecopetrol reembolsa, con la producción del campo, los costos directos de perforación y de desarrollo de los pozos productivos, en proporción a su porcentaje de participación según el contrato.

La etapa de desarrollo y explotación de los contratos de asociación dura 22 años a partir de la fecha de terminación del período de la exploración, sin exceder de 28 años la vigencia del contrato; a menos que se convenga una extensión bilateral. La producción extraída se distribuye en la generalidad de los casos así: 50% entre los asociados privados y el 50% restante a Ecopetrol, una vez descontado el 20% de regalías. En las mismas proporciones se distribuyen los costos de desarrollo y producción.

Los costos y gastos en que se incurren y las inversiones y obligaciones que se adquieren en el cumplimiento de las operaciones de los campos comerciales y otros ingresos percibidos, son causados por el operador de la cuenta conjunta y facturados o distribuidos mensualmente, de acuerdo con los porcentajes de participación establecidos en cada contrato de asociación.

A la finalización de los contratos de asociación las empresas privadas deben dejar en producción los pozos que a tal fecha sean productores y entregar a la Nación, de manera gratuita, todas las construcciones y demás propiedades inmuebles y todos los bienes adquiridos en desarrollo de los contratos.

En la modalidad de solo riesgo, Ecopetrol no acepta la existencia de un campo comercial por lo que los asociados tienen derecho a ejecutar los trabajos que estimen necesarios para la explotación del campo y de reembolsarse hasta el 200% del costo total invertido en tales trabajos por su cuenta y riesgo. El reembolso se hace con los hidrocarburos producidos menos las regalías correspondientes. Las demás condiciones son las aplicadas en contratos de asociación con comercialidad declarada.

#### **Base de Presentación**

Los estados contables adjuntos, han sido preparados de los registros contables, los cuales se mantienen bajo la norma del costo histórico, modificada desde 1992 por las normas legales de la Contaduría General de la Nación (CGN) para reconocer el efecto de la inflación en determinadas cuentas no monetarias del balance general hasta el 31 de diciembre de 2001, incluyendo el patrimonio. La CGN autorizó a Ecopetrol para no aplicar el sistema de ajustes por inflación contable a partir del 1 de enero de 2002.

La preparación de los estados contables se hizo bajo normas y principios de contabilidad impartidos por la CGN y otras disposiciones legales. Los referidos principios pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otras normas y organismos de control del Estado y los conceptos sobre asuntos específicos emitidos por la CGN prevalecen frente a los principios generales de contabilidad pública (PCGP). Para el reconocimiento contable de los hechos financieros, económicos y sociales se aplicó la base de causación y para el reconocimiento de la ejecución presupuestal se utilizó la base de caja en los ingresos y el compromiso en los gastos.

La Empresa registra en su sistema contable las cuentas de planeación y presupuesto, que incluyen los valores aprobados y ejecutados contenidos en los planes de desarrollo y en el presupuesto de ingresos y gastos. De esta manera, se integran los hechos financieros, económicos y sociales planeados y presupuestados en sus diferentes etapas de ejecución acorde con la Ley Orgánica de Presupuesto.

#### **Segmentos**

La Empresa opera en cinco segmentos principales de actividad: exploración, producción, refinación, transporte y comercialización. Los PCGP no requieren revelación de información por segmentos.

#### **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.

Los estados contables desglosan los rubros según lo establecido en las normas legales y, aquellos que representan el 5% ó 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 puede contribuir a una mejor interpretación de la información financiera.

#### **Uso de Estimaciones**

La preparación de estados contables de acuerdo con PCGP, requiere que la Administración de la Empresa haga estimaciones y presunciones que podrían afectar los importes registrados de los activos, pasivos, los resultados del año y las notas adjuntas. Los valores actuales de mercado podrán diferir de dicha estimación.

#### **Transacciones en Moneda Extranjera**

Las transacciones en moneda extranjera se efectúan de acuerdo con las normas legales vigentes y se registran a las tasas de cambio aplicables en la fecha que ocurren. Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de mercado de \$1,960.61 y \$2,633.12 por US\$1 al 30 de junio de 2007 y 2006, respectivamente.

El ajuste por diferencia en cambio generado por los pasivos en moneda extranjera es registrado contra resultados del año, salvo cuando tal ajuste sea imputable a costos de adquisición de activos que estén en construcción y hasta que se encuentren en condiciones de utilización.

La Empresa, en el desarrollo de las actividades de exploración y producción petrolera tiene libertad en el manejo de las divisas que recibe. Además puede adquirir las divisas que necesita en el mercado local para atender obligaciones en el exterior.

#### **Efectivo y Equivalentes de Efectivo**

El efectivo y los equivalentes de efectivo están representados por el disponible en bancos y las inversiones de alta liquidez con vencimiento dentro de los tres meses siguientes a su adquisición.

#### **Instrumentos Financieros Derivados**

La Empresa efectúa acuerdos de cobertura de precio para protegerse de las fluctuaciones de los precios internacionales de crudo. La diferencia entre los montos pagados y los ingresos recibidos bajo operaciones de cobertura es reconocida como gastos financieros de la deuda. Ecopetrol no utiliza estos instrumentos financieros con propósitos especulativos.

Las operaciones de cobertura se llevan a cabo con bancos y otras contrapartes con calificación de riesgo crediticio superior o igual a AA+.

La Empresa hace evaluaciones periódicas en función al riesgo de mercado de las operaciones de cobertura y, conjuntamente con la Junta Directiva y la Administración, determinan la necesidad de prórroga o cancelación anticipada de los contratos suscritos, cuando estos resultan inefectivos; en caso de cancelación los efectos financieros y contractuales son reconocidos en los resultados del período.

#### **Inversiones**

Las inversiones de renta fija se registran inicialmente al costo y mensualmente se ajustan a su valor de mercado afectando los resultados del año. Para efectos de la valoración, las inversiones de renta fija y variable se clasifican en negociables y no negociables. El valor de mercado de las inversiones de renta fija se determina mediante cálculo del valor presente de los flujos futuros de capital e intereses, descontados a una tasa de interés de mercado que incluye la determinación de la tasa básica y del margen de solvencia del emisor.

El valor de mercado de las inversiones de renta variable se determina con base en su cotización en bolsa, su grado de bursatilidad, el valor intrínseco para aquellas que no se negocian en bolsa y la participación en la sociedad receptora de la inversión, y se compara con su costo al cierre del año con el fin de determinar la valorización y/o provisión correspondiente.

Las inversiones en que la Empresa posee más de un 50% del capital suscrito se contabilizan por el método de participación patrimonial.

#### Cuentas de Dudoso Recaudo

La provisión para cuentas de dudoso recaudo se revisa y actualiza al final de cada año, según el análisis de saldos por edades y evaluaciones de cobrabilidad de las cuentas individuales. La Empresa realiza las gestiones administrativas y jurídicas necesarias para recuperar la cartera en mora, así como la liquidación y cobro de los intereses a los clientes que incumplan las políticas de pago.

#### Inventarios

Los inventarios están valuados 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 la obsolescencia de los materiales y la pérdida del valor de mercado.

Los materiales y suministros provenientes de operaciones asociadas, son administrados por los operadores de los contratos de asociación y reportados a través de la cuenta conjunta a su costo de adquisición, de acuerdo con sus orígenes monetarios; estos materiales son valuados al costo promedio. Los consumos de inventarios son imputados a la operación conjunta como gasto o inversión, según corresponda.

#### Propiedad, Planta y Equipo y Depreciación

La propiedad, planta y equipo se registra a su costo ajustado por inflación hasta 2001, el cual incluye gastos financieros y las diferencias de cambio por adquisición en moneda extranjera hasta la puesta en servicio del activo. Cuando se vende o retira un activo, el costo ajustado y la depreciación acumulada son cancelados y cualquier pérdida o ganancia es reconocida en los resultados del año.

La depreciación se calcula por el método de línea recta, con base en la vida útil de los activos sobre el total del costo de adquisición. Las tasas anuales de depreciación utilizadas son:

	%
Edificaciones y ductos (*)	5
Plantas y equipos	10
Equipo de transporte	20
Equipo de cómputo	33.3

(\*) Excepto Caño Limón Coveñas, el cual se deprecia a la tasa del 10% y, el Poliducto de Oriente, que se deprecia bajo el método de saldos decrecientes a partir de 2005.

La utilidad o pérdida en la venta o retiro de la propiedad, planta y equipo es reconocida en los resultados del año en que se efectúa la transacción. Los desembolsos normales por mantenimiento y reparaciones son incluidos en gastos y aquellos significativos que mejoran la eficiencia o extienden la vida útil son capitalizados.

Siguiendo los lineamientos expuestos por la CGN dentro del PGCP, la metodología utilizada para el avalúo de la propiedad, planta y equipo fue el valor actual en uso para negocios en marcha (VAU), 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.

La valorización neta de propiedades, plantas y equipos incluye el efecto de desvalorizaciones con cargo al patrimonio, originadas por el exceso entre el costo neto en libros y el avalúo respectivo para plantas y equipos de operaciones asociadas, edificios de refinерías y plantas y equipos de transporte y del Instituto Colombiano del Petróleo.

#### Recursos Naturales y del Ambiente

La Empresa emplea un método similar al internacionalmente reconocido de esfuerzos exitosos para la contabilización de las inversiones en áreas en proceso de exploración y explotación, las cuales se amortizan por el método de unidades técnicas de producción sobre la base de las reservas probadas desarrolladas por campo, de acuerdo con estudios técnicos elaborados internamente por el Departamento de Yacimientos de la Empresa y aprobado por el comité de reservas, quienes siguen metodologías de estimación recomendadas por organizaciones internacionales de especialistas en reservas de hidrocarburos.

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 en que se efectúan las inversiones para desarrollar los yacimientos y al grado de maduración de los campos.

Los costos de pozos secos exploratorios y los costos de estudios geológicos y geofísicos en áreas en evaluación se tratan como gastos del período en que se determina el resultado de los pozos. Una vez completados los pozos de perforación exitosa, los costos de elementos tangibles forman parte de la propiedad, planta y equipo, al igual que los costos de intangibles de las inversiones petrolíferas.

La Empresa registró como yacimientos y aforos los aportes de la Nación representados en las reservas de crudo y gas provenientes de las reversiones de áreas petrolíferas a favor del Estado. Las reservas se valorizaron mediante el modelo técnico económico, donde el valor por barril resultó de la relación del valor presente neto obtenido a una tasa de descuento y del total de reservas probadas en la fecha del aporte. El agotamiento se calcula con base en los barriles producidos.

#### Deterioro en Valor de Activos de Larga Vida

Al final de cada año se revisa el valor neto de los activos de larga vida que se mantienen y utilizan, incluyendo aquellos a ser desmantelados, cuando ocurren circunstancias o cambios indicativos de que el valor según libros podría no ser recuperable. El registro de provisiones coincide usualmente con la formalización de un plan de acción por parte de Ecopetrol, que incluye entre otros la oferta a terceros de dichos activos.

#### Fiducias Mercantiles

Las fiducias mercantiles comprenden los fondos con destinación específica, entregados en fiducia como patrimonios autónomos, para el pago de las obligaciones pensionales o para el fondo de autoseguro. Los rendimientos financieros son estimados con base en la valoración a precios de mercado y el método establecido por la Superintendencia Financiera de Colombia.

#### Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera "FAEP"

El FAEP de disponibilidad restringida, sólo constituye ingreso para Ecopetrol en la medida del reintegro efectivo por parte del Banco de la República y proporcionalmente a la disminución de los niveles de producción de los campos Cusiana, Cupiagua y Caño Limón. Además, no puede utilizarse como garantía de créditos antes de su percepción efectiva.

A partir del 1 de enero de 2004, La ANH controla y registra el ahorro y desahorro que le corresponde, calculado en función de la producción.

#### **Cargos Diferidos y Otros Activos**

Los cargos diferidos y otros activos incluyen los costos de mantenimiento y reparaciones mayores de plantas, tanques y equipos, los cuales son amortizados por el método de línea recta en el tiempo estimado, de dos a cuatro años, en que estos costos generarán beneficios.

La corrección monetaria atribuible a cuentas no monetarias (incluyendo el patrimonio), vinculadas a actividades de exploración y desarrollo, se contabilizó como activo o pasivo diferido hasta el 31 de diciembre de 2001, y se trasladan a los resultados durante el período de amortización y/o depreciación de los activos que la originaron y en un término que no excede 10 años.

#### **Pasivos Relacionados con BOMT/Ecogas**

Siguiendo instrucciones específicas de la CGN, la empresa reconoció como pasivos relacionados con BOMT/Ecogas el monto de la deuda traída al valor presente neto (VPN) de los pagos futuros de Empresa Colombiana de Gas – Ecogas, establecidos de conformidad con el esquema de pagos fijado mediante el Decreto 958 de 1998. Se amortizan linealmente en forma correlativa con el reconocimiento de las obligaciones con los contratistas de los BOMT.

#### **Valorizaciones**

##### **Inversiones**

Las valorizaciones y el superávit por valorización de inversiones corresponden a la diferencia entre el costo ajustado por inflación y el valor intrínseco o su precio de cotización en bolsa.

Propiedad, planta y equipo

Las valorizaciones y el superávit por valorización de propiedad, planta y equipo forman parte del patrimonio, y 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 para planta y equipo, determinado por peritos inscritos en la lonja de propiedad raíz o por el Departamento de Ingeniería de la Empresa, respectivamente. Si el estudio técnico resulta inferior al costo neto, la diferencia se contabiliza como menor valor de la valorización hasta agotarla, y cualquier exceso como desvalorización, sin perjuicio que el saldo de la cuenta llegue a ser contrario a su naturaleza, y sin afectar el estado de actividad financiera, económica y social de la Empresa.

#### **Impuesto sobre la Renta**

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tasa oficial del 34% en 2007 (38.5% en 2006) por el método de causación, sobre la mayor entre la renta presuntiva o la renta líquida fiscal. El impuesto sobre la renta se presenta neto, luego de deducir los anticipos pagados y las retenciones en la fuente a favor.

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 crédito o débito, respectivamente, siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán y en el caso del activo, que en ese momento se generará suficiente renta gravable para recuperar el impuesto diferido activo.

#### **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 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 prevén 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.

Ecopetrol tiene su propio régimen de pensiones, consignado en su convención colectiva de trabajo y en el Acuerdo 01 de 1977. El cálculo actuarial incluye empleados activos con contrato a término indefinido, jubilados y herederos, para los conceptos de pensiones, salud y educación; los empleados temporales, activos y retirados, para los bonos pensionales. El cálculo de los bonos está regulado por los Decretos 1748 de 1995, 1474 de 1997 y 876 de 1998; y, de acuerdo con la Ley 100 de 1993 y su decreto reglamentario.

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, la cual es obtenida con base en la experiencia de la Empresa durante el año. Igualmente, se considera la experiencia de Ecopetrol para el cálculo de los auxilios educacionales, considerando el costo promedio anual de cada una de las Gerencias, subdivididos de acuerdo con la clase de estudios: preescolar, primaria, bachillerato y universidad.

En caso de retiro injustificado, el empleado tiene derecho a recibir pagos adicionales que varían de acuerdo con el tiempo de servicio y el salario.

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 de 2003 determinó que a los trabajadores de Ecopetrol que ingresaron a partir del 29 de enero de 2003 se les aplicará lo dispuesto en el Régimen General de Pensiones de Seguridad Social.

#### **Regalías**

Las regalías representan la contraprestación por la explotación de los recursos naturales no renovables, propiedad de la Nación, determinadas conforme a los respectivos términos, condiciones y requisitos según las normas legales vigentes de minas y de petróleos y en los contratos de asociación. Estas se pagan sobre toda producción de petróleo y gas de Ecopetrol y sus asociados. Ecopetrol en su calidad de agente recaudador recibe regalías de sus asociados en petróleo y gas y entrega su equivalente en efectivo a la ANH.

Ecopetrol recauda y comercializa los volúmenes de las regalías provenientes de operaciones directas y contratos suscritos con anterioridad al 31 de diciembre de 2003; función transferida a la ANH, sobre los contratos celebrados a partir del 1° de enero de 2004.

#### **Reconocimiento de Ingresos, Costos y Gastos**

Los ingresos por las ventas de petróleo crudo y gas, se reconocen en el momento que ha habido 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. Los ingresos por servicios de transporte se reconocen cuando los productos son despachados conforme a los términos de la venta. En los demás casos, los ingresos se reconocen en el momento que se han devengado y nace el derecho cierto, probable y cuantificable de exigir su pago. Los costos y gastos se contabilizan al recibo de los bienes o servicios o cuando existe la certeza de la ocurrencia de un hecho económico. Se registran como otros gastos no operacionales los faltantes y pérdidas de combustible por robos y voladuras de oleoductos.

Los traslados efectuados al FAEP, sólo constituyen ingresos para Ecopetrol en la medida en que se produzca el reintegro efectivo por parte del Banco de la República por desahorros, cuando disminuyen los niveles promedio de producción de los campos involucrados; mientras que los correspondientes costos de producción forman parte de los resultados cuando se incurren.

El ingreso por intereses de mora en el recaudo de la cartera se reconoce atendiendo los principios de prudencia y realización.

#### Abandono de Campos

Incluye los costos estimados 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 y desarrolladas. Los cambios resultantes de nuevas estimaciones del pasivo por abandono y restauración ambiental, son llevados a los resultados del ejercicio corriente. Los saldos de los pasivos por este concepto, se ajustan por diferencia en cambio.

A partir de la extensión de determinados contratos de asociación, los costos de abandono son asumidos en los porcentajes de participación establecidos en la extensión de cada uno de los contratos, los cuales a su vez, son fondeados hasta su monto total, previo acuerdo con los socios del contrato.

#### Contabilización de Contingencias

A la fecha de emisión de los estados contables pueden existir condiciones que desemboquen en pérdidas para la Empresa, pero que sólo se conocerán si en el futuro determinadas circunstancias se presentan. Dichas situaciones son evaluadas por la Gerencia, el Departamento Legal 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 y los reclamos que aún no se hayan iniciado. De otra parte, la Empresa mantiene las pólizas de seguros para cubrir determinados riesgos de operación y protección de activos.

#### Riesgos e Incertidumbres

La Empresa está sujeta a ciertos riesgos de operación tales como terrorismo, hurtos de productos, cambios internacionales del precio del crudo, daños ambientales y variaciones en las estimaciones de reservas de hidrocarburos.

#### Cuentas de Orden

Representan los hechos o circunstancias de las cuales pueden derivarse derechos u obligaciones que afecten a la Empresa.

#### NOTA 2. ACTIVOS Y PASIVOS DENOMINADOS EN MONEDA EXTRANJERA

	2007		2006	
	(US\$ Miles)	(Millones equivalentes)	(US\$ Miles)	(Millones equivalentes)
Activos:				
Inversiones	US\$1,970,715	\$ 3,835,123	US\$1,613,934	\$ 4,249,683
Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera	1,781,966	3,493,741	1,525,380	4,016,510
Efectivo y equivalentes de efectivo	1,198,495	2,349,782	38,386	101,076
Depósitos entregados en administración	359,206	704,264	354,929	934,570
Deudores varios	137,430	269,447	52,790	139,000
Otros anticipos	128,397	251,737	132,408	348,646
Anticipos y avances para operaciones	125,995	247,028	111,287	293,032
Clientes productos del exterior	103,345	202,619	140,013	368,672
Esquema cobros - BOMT's	-	-	414,289	1,090,872
	US\$5,805,549	\$11,353,741	US\$4,383,416	\$11,542,061
Pasivos:				
Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera	US\$1,781,966	3,493,741	US\$1,525,380	\$ 4,016,510
Pasivos relacionados con BOMT's	659,488	1,292,999	-	-
Costos de abandono	635,957	1,246,864	419,541	1,104,702
Obligaciones potenciales - BOMT	148,309	290,776	154,881	407,821
Préstamos asociados	110,060	215,784	131,900	347,308
Proveedores	68,829	134,947	47,645	125,456
Depósitos recibidos de terceros	38,367	75,187	39,407	103,740
Acreedores varios	16,568	32,484	163,330	430,067
Obligaciones financieras largo plazo	-	-	38,100	100,321
	US\$3,459,544	\$ 6,782,782	US\$2,520,184	\$ 6,635,925

#### NOTA 3. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	2007	2006
Fondos especiales y rotatorios	\$2,354,432	\$ 121,126
Bancos y corporaciones	664,102	1,203,819
Caja	229	425
	\$3,018,763	\$1,325,370

#### NOTA 4. INVERSIONES

	2007	2006
Corrientes:		
Renta fija:		
Inversiones en dólares:		
Depósitos a término	\$1,385,003	\$4,178,850
Fondo Latinoamericano de Reservas - FLAR (1)	416,229	469,979

Fondo Santiago de las Atalayas (Nota 17)	249,885	281,334
TES	428,118	280,382
Títulos de Devolución de Impuestos - TIDIS	394	23,044
Bonos emitidos por el Gobierno Colombiano	300,348	20,381
Bonos privados	-	4,972
	<b>\$2,779,977</b>	<b>\$5,258,942</b>
<b>Largo plazo:</b>		
Renta variable – acciones y participaciones	<b>\$1,227,484</b>	\$ 918,789
Renta fija:		
Bonos privados	1,430,369	320,086
Bonos emitidos por el Gobierno Colombiano	307,717	412,134
Fondo Autoseguro	155,751	140,853
Fondo Santiago de las Atalayas (Nota 17)	77,837	86,662
TES	4,797	4,784
	<b>3,203,955</b>	1,883,308
Menos provisión para protección de inversiones (acciones de Oleoducto de Colombia S.A. y otras)	<b>(128,440)</b>	(119,133)
	<b>\$3,075,515</b>	<b>\$1,764,175</b>

El 17 de abril de 2006 se firmó el acta de inicio del contrato de mandato de custodia, inversión y administración correspondiente a los recursos entregados al FLAR para conformar un portafolio de inversiones. La duración del contrato fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2007 y el valor del fondo podrá incrementarse o disminuirse durante el período de ejecución del contrato, o sus prórrogas.

Las inversiones se identifican y registran por su costo histórico o precio de adquisición y se actualizan atendiendo la intención de realización, la disponibilidad de información en el mercado y, tratándose de inversiones patrimoniales, el grado de control que se tenga sobre el ente emisor, mediante la aplicación de metodologías que aproximen su realidad económica, tales como la cotización en bolsa, el valor presente neto para la determinación del precio de mercado o la rentabilidad interna del título, el método de participación patrimonial y el método del costo.

Las inversiones en subordinadas, respecto de las cuales se tenga el poder de disponer en el período siguiente sobre sus utilidades o excedentes, deben contabilizarse bajo el método de participación, salvo excepciones previstas en el Plan General de Contabilidad Pública.

Un resumen de las inversiones a largo plazo de renta variable, valuadas a valor de mercado y su provisión, es como sigue:

	Número Acciones y/o Cuotas	Porcentaje Participación	Fecha de Valoración	Valor Mercado Intrínseco	Costo Histórico	Valorización/ (Provisión)
<b>Inversiones No Estratégicas:</b>						
Interconexión Eléctrica ISA (1)	58,925,480	6	Jun-07	\$ 406,586	\$ 69,549	\$ 337,037
Empresa Energía de Bogotá	6,310,980	7	May-07	389,897	169,421	220,476
Electrocaribe S.A. (2)	600,000,000	2	-	60,000	60,000	-
Electrocosta S.A. (2)	180,000,000	1	-	18,000	18,000	-
Postal Service S.A.	3	3	Abr-07	429	9	420
BBVA Colombia	2,481	0	May-07	-	-	-
Colombia Telecomunicaciones	100	0	May-07	-	-	-
<b>Inversiones Estratégicas:</b>						
Refinería de Cartagena S.A (4)	979,999	49	May-07	1,053,412	239,271	814,141
Ocensa S.A.	1,820,824	35	May-07	673,268	396,021	277,247
Invercolsa (3)	889,410,047	32	May-07	125,038	60,282	64,756
Oleoducto de Colombia S.A.	15,925	44	May-07	53,130	181,569	(128,439)
Serviport	53,714,116	49	May-07	4,042	2,082	1,960
				<b>\$2,783,802</b>	<b>\$1,196,204</b>	<b>\$1,587,598</b>

Durante 2007, Interconexión Eléctrica ISA, decretó dividendos por \$7,542 millones.

#### Restricciones sobre las inversiones:

Las inversiones en Electrocosta y Electricaribe, se recibieron por \$78,000 millones como dación en pago por la deuda de Corelca. Gecelca, la sociedad que reemplazó a Corelca, asumirá una cuenta por pagar a Ecopetrol por el valor nominal de la deuda, que pagará en un plazo de 4 años. Este acuerdo está plasmado en un documento que se encuentra en proceso de formalización.

El fallo del 8 de febrero de 2007, proferido por el Juez 28 Civil de Bogotá, condenó al señor Fernando Londoño a devolver el valor del paquete de acciones de Inversiones de Gases de Colombia S.A. (Invercolsa) entregado el 9 de diciembre de 1997 por el equivalente a \$9,264 millones. La Empresa solo reconocerá ingresos por dividendos una vez se conozca la sentencia final a su favor y la recuperabilidad de los valores resultantes. El 8 junio de 2007 el Juzgado 28 decretó el secuestro de las 145 millones de acciones y de sus frutos y designó un secuestre para tal fin.

El aporte inicial de Ecopetrol a la refinería fue de \$1,386,095 equivalentes al 49% de participación accionaria, mediante la entrega de activos a su costo histórico por \$237,721 y una valorización de \$1,146,824. Esta operación fue autorizada por la CGN mediante comunicación SGI 200612-81970 del 1 de diciembre de 2006. Las desvalorizaciones subsecuentes en el valor intrínseco de la acción originadas por pérdidas incurridas en la valuación de las inversiones en moneda extranjera, se reconocen como disminuciones a la valorización originalmente reconocida.

Un resumen de las inversiones a largo plazo de renta variable, valuadas por el método de participación, es como sigue:

	Número Acciones y/o Cuotas	Porcentaje Participación	Fecha de Valoración	Valor Mercado	Costo Histórico	Valorización / (Provisión)
Black Gold (1)	-	100	jun-07	\$24,759	\$23,527	\$-
Ecopetrol Oleo Gas Do Brasil Ltda. (2)	-	99,98	jun-07	3,921	3,921	-
Ecodiesel Colombia S.A. (3)	7,750,000,000	50	-	2,600	-	-
				<b>\$31,280</b>	<b>\$30,048</b>	<b>\$-</b>

El 24 de agosto de 2006 se constituyó, de acuerdo con lo aprobado en acta No. 045 de Junta Directiva, una reaseguradora cautiva en el exterior, filial de Ecopetrol, la cual servirá para gestionar los riesgos de la Empresa, permitiendo optimizar los niveles de retención y transferencia de los mismos. La inversión inicial para su constitución fue de US\$12 millones.

Dentro del proceso de incursión al negocio petrolero de Brasil, Ecopetrol S.A. en conjunto con Petrobrás participó en la 8ª Ronda de Licitación de bloques exploratorios de Brasil llevado a cabo por la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Brasil ANP. El 28 de noviembre de 2006, Ecopetrol obtuvo la adjudicación del Bloque TUC-T-156, cuya participación es del 30% y Petrobrás del 70%, siendo Ecopetrol el operador.

Durante el primer semestre de 2007 no se han ejecutado actividades en el Bloque, como consecuencia del perfeccionamiento de la totalidad de los aspectos legales requeridos por la ANP; los compromisos pre-contractuales adquiridos por la Empresa indican la ejecución de un programa exploratorio a cumplir durante los tres primeros años, equivalentes a 250 kilómetros de sísmica 2D, por valor estimado a cargo de la Empresa de US\$1,125,000; como parte de este acuerdo se ha constituido una garantía financiera para respaldar el programa exploratorio por valor aproximado de US\$1,020,000.

Para el desarrollo de esta actividad, Ecopetrol constituyó en diciembre de 2006 la Sociedad Ecopetrol Oleo e Gas do Brasil Ltda., participando en su composición con el 99.766%. El valor del aporte inicial de Ecopetrol S.A. fue de US\$2 millones.

El 19 de abril de 2007, se constituyó la sociedad Ecodisel Colombia S.A., en la cual Ecopetrol tiene una participación del 50%. La sociedad se encargará de construir y operar una planta en Barrancabermeja que producirá 100,000 toneladas anuales de biodiesel, equivalentes a 2,000 barriles por día de dicho producto. Al 30 de junio de 2007, esa compañía no ha iniciado sus operaciones. El valor del aporte inicial de Ecopetrol S.A. fue de \$2,600 millones, adicionalmente, se comprometió a cancelar el saldo del capital suscrito en dos cuotas iguales pagaderas el 30 de septiembre y el 30 de noviembre de 2007.

La actividad económica de los entes emisores de las inversiones en participaciones es:

Compañía	Actividad Económica	Resultado Neto del Período
Banco BBVA	Celebración y ejecución de todas operaciones, actos y contratos propios de los establecimientos bancarios, con sujeción a las disposiciones legales.	\$136,509
Eléctricadora de la Costa Atlántica	Prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica y el desarrollo de las actividades complementarias de generación, comercialización transformación, interconexión y transmisión.	\$ 28,802
Eléctricadora del Caribe	Prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica y el desarrollo de las actividades complementarias de generación, comercialización transformación, interconexión y transmisión.	\$(30,210)
Ocensa S.A.	Proyección, construcción y ejercicio de actividades propias del funcionamiento y explotación comercial de un sistema de oleoducto, cuyo terminal quedará en el puerto de embarque de Coveñas del municipio de Tolú.	\$ -
Postal Service S.A.	Prestación, venta o comercialización de servicios de soluciones logísticas de gestión y mercadeo de redes de comunicación, servicio de manejo de mercancías, información, mensajes, servicios postales en general.	\$ 7,232 Resultado a mayo/07
Serviport S.A.	Prestación al público en general de servicios necesarios para el cargue y descargue de naves petroleras o de otra naturaleza; suministro de equipos para el mismo propósito, inspecciones técnicas y mediciones de carga. Aprovechamiento de naves y en general la prestación a éstas de toda clase de servicios. Adquirir, arrendar y fletar naves, artefactos navales para ejercitar la actividad armadora y/o comercializadora, en la prestación de servicios de transportes marítimo y fluvial, y para servicio de apoyo portuario y marítimo.	\$ 423 Resultado a marzo/07
Colombia Telecomunicaciones S.A. E.S.P.	Prestación de servicios de larga distancia, telefonía local, transmisión de datos, internet dedicado y conmutado	\$127,645
Interconexión Eléctrica S.A.	Operación, mantenimiento, transmisión y comercialización de energía eléctrica.	\$ 62,265 Resultado a marzo/07
Refinería de Cartagena S.A.	Construcción y operación de refinerías, refinación de hidrocarburos, producción, comercialización y distribución de petróleo crudo gas y sus derivados, así como la importación y/o exportación y/o cualquier otra actividad complementaria o conexas.	\$169,747
Ecodiesel Colombia S.A.	Construcción y operación de plantas de producción de biocombustibles, y oleoquímicos y sus mezclas con derivados de hidrocarburos combustibles, además de la producción y distribución de los mismos	\$ -
Black Gold Re Limited	Gestionar todos los negocios asociados con la suscripción total o parcial, directa o indirecta del seguro y reaseguro de los riesgos de Ecopetrol y los de sus empresas filiales y/o subordinadas.	US\$628,064 Pesos equiv \$1,334
Ecopetrol Oleo & Gas Do Brasil	Exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, derivados y productos, así como la investigación, desarrollo y comercialización de fuentes convencionales y alternas de energía.	\$ -

La clasificación de las inversiones depende del tipo de inversión, su destino y su vencimiento. Se mantienen en el corto plazo, las inversiones cuyo vencimiento o realización es inferior a un año, para usar estos recursos en el pago de pasivos corrientes.

Resumen de las inversiones a redimir durante los siguientes 5 años:

	1 - 3 Años	3 - 5 Años	> 5 Años	Total
TES	\$ 4,797	\$ -	\$ -	\$ 4,797
Bonos y otros títulos del gobierno	173,933	51,660	82,124	307,717
Bonos privados	1,138,295	249,652	42,422	1,430,369
Santiago de las Atalayas	77,837	-	-	77,837



\$1,394,862	\$301,312	\$124,546	\$1,820,720
-------------	-----------	-----------	-------------

**NOTA 5. CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR**

	2007	2006
Parte corriente:		
Clientes:		
Nacionales	\$ 358,726	\$339,254
Del exterior	187,670	354,170
Deudores varios (1)	771,615	41,651
Contratos de asociación - operaciones conjuntas	169,896	80,530
Reintegros y rendimientos de inversiones	95,825	65,322
Cuentas por cobrar al personal	13,525	9,642
Clientes servicios industriales	13,270	21,152
Deudas de difícil cobro	13,787	23,155
Ecogas	5,633	1,188
Documentos por cobrar	70	3,154
Vinculados económicos (Nota 14)	262,695	30,700
	<b>1,892,712</b>	969,918
Menos provisión para cuentas de dudoso recaudo	(13,787)	(37,666)
	<b>\$1,878,925</b>	<b>\$932,252</b>
Parte a largo plazo:		
Cavipetrol – préstamos a empleados para vivienda (2)	\$ 148,629	\$148,893
Otros	3,506	4,226
Cartera de créditos	2,343	14,680
	<b>\$ 154,478</b>	<b>\$167,799</b>

Incluye \$683,447 por cobrar al Ministerio de Minas y Energía, correspondiente a los subsidios por gasolina regular, extra y ACPM.

Mediante los contratos Leg 058-80 de junio 11 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. Dentro de las políticas establecidas por la Empresa, la tasa de interés aplicable a partir del 7 de abril de 2006, para los créditos nuevos corresponde al UVR con techo en el 12%.

Determinación y clasificación de la cartera de clientes al 30 de junio de 2007, de acuerdo con su vencimiento:

	Días de Vencimiento			Total
	0 - 180	181 - 360	Más de 361	
Cartera en mora	\$249,279	\$-	\$1,507	\$250,786
Cartera corriente	295,610	-	-	295,610
	<b>\$544,889</b>	<b>\$-</b>	<b>\$1,507</b>	<b>\$546,396</b>
Clientes nacionales	357,219	-	1,507	358,726
Clientes del exterior	187,670	-	-	187,670
	<b>\$ 544,889</b>	<b>-</b>	<b>\$1,507</b>	<b>\$546,396</b>

Clasificación por vencimiento de la cartera de crédito a largo plazo al 30 de junio de 2007:

Nombre del Deudor	Tasa de Interés Aplicable	Rango en Días						Total
		365 - 720	721-1095	1096 - 1460	1461 - 1825	1826 - 2190	>2190	
Cotempetrol	DTF mes anterior	\$ 37	\$ 40	\$ 40	\$ 40	\$ 33	\$ -	\$ 190
Depto de Nariño	0%	45	-	-	-	-	-	45
USO	6%	289	10	-	-	-	-	299
Ultragás	IPC	19	19	19	19	19	3	98
Almagás	IPC	91	61	61	61	61	69	404
Almansilla	IPC	19	19	19	19	19	100	195
Petrosantander (Colombia ) Inc.	0%	689	-	-	-	-	-	689
ChevronTexaco Petroleum Company	0%	47	-	-	-	-	-	47
Petrobras Colombia Limited	0%	62	-	-	-	-	-	62
Perenco Colombia Limited	0%	314	-	-	-	-	-	314
		<b>\$1,612</b>	<b>\$149</b>	<b>\$139</b>	<b>\$139</b>	<b>\$132</b>	<b>\$172</b>	<b>\$2,343</b>

La clasificación de las cuentas y documentos por cobrar en corriente y no corriente obedece al estudio o conocimiento que se posee sobre la recuperabilidad de la cartera. Cuando se estima que su realización se producirá dentro de los doce meses siguientes de la fecha de corte del balance se clasifica como corriente, de lo contrario estará clasificada dentro del no corrientes. También tienen el carácter de no corrientes algunas cuentas por cobrar, cuando existen disposiciones contractuales o legales que obligan a dicha presentación.

No existen otras restricciones de importancia para la recuperación de las cuentas y documentos por cobrar.

Los reconocimientos futuros de las cuentas por cobrar al 30 de junio de 2007 a Cavipetrol son como sigue:

Año	Valor
2008	\$ 21,670
2009	22,564
2010	23,107
2011	23,411
2012 y siguientes	57,877
	<b>\$148,629</b>

#### **NOTA 6. INVENTARIOS**

	2007	2006
Crudo, gas y productos	\$805,553	\$817,081
Materia prima - productos en tránsito	122,782	103,615
Materiales de operación	11,034	15,307
Materiales en tránsito	2,306	1,454
	<b>941,675</b>	<b>937,457</b>
Menos provisión para obsolescencia, lento movimiento y diferencia en precios	(4,066)	(612)
	<b>\$937,609</b>	<b>\$936,845</b>

#### **NOTA 7. ANTICIPOS, AVANCES Y DEPÓSITOS**

Entidades oficiales (1)	\$ 724,255	\$ 530,898
Asociados en operaciones conjuntas (2)	514,799	525,909
Vinculados económicos (Nota 14)	265,410	328,624
Contratistas	30,435	30,974
Convenios	14,071	14,310
Agentes de aduana	10,424	2,495
Anticipos a proveedores	6,744	11,505
Trabajadores	1,970	1,754
	<b>1,568,108</b>	<b>1,446,469</b>
Parte a largo plazo (avance de tarifas Ocensa) (3)	265,410	328,624
	<b>\$1,302,698</b>	<b>\$1,117,845</b>

(1) Incluye transacciones con la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN por autorretenciones de renta y con las administraciones de Hacienda Municipales de Cartagena y Barrancabermeja por los anticipos del impuesto de industria y comercio.

(2) Operaciones asociadas:

Operador	2007	2006
<b>Asociadas:</b>		
BP Exploration Company (Colombia) Ltd.	\$159,411	\$193,250
Petrobrás Colombia Ltd.	129,800	41,178
Otras operaciones	35,428	1,953
Petrobras International Braspetro B.V.	26,870	15,518
Omimex de Colombia Ltd.	23,929	21,763
Nexem Petroleum Ltd.	8,237	5,263
Perenco Colombia Ltd.	7,158	18,408
Occidental de Colombia Inc.	6,806	83,411
Kappa Resources Colombia Ltd.	6,249	1,935
Hupecol LLC	5,377	4,985
Hocol S.A.	4,028	31,416
Meta Petroleum Ltd.	3,409	-
Chevron Texaco Petroleum Company	2,225	13,083
Argosy Energy Internacional	1,729	1,600
Petrocolombia S.A.	604	1,060
<b>Operador - Ecopetrol S.A.:</b>		
Oleoducto Caño Limón	84,858	88,734
Riesgo compartido asociación Catleya	3,143	1,733
Oleoducto de Colombia – Mandato	2,717	-
Otras operaciones	1,784	264
Acuerdo Master TLU1	645	178
Gasoducto Opón	392	177
	<b>\$514,799</b>	<b>\$525,909</b>

(3) El requerimiento anual de ingresos de Ocensa se disminuyó por el efecto del impuesto al valor agregado - IVA el cual se encuentra bajo el esquema de Plan Vallejo. Por tal razón fue necesario acudir a los mecanismos previstos en el acuerdo de transporte de Ocensa los cuales contemplan la figura del Avance de Tarifa para complementar el pago de las necesidades de caja de Ocensa a cargo de sus accionistas. El avance por \$265,400 (equivalentes a US\$125 millones más una porción en pesos por \$19,500) será recuperado una vez se termine el pago de las obligaciones financieras de dicha compañía previsto para 2008. Durante 2007, se han efectuado desembolsos adicionales por US\$86,250.

#### **NOTA 8. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO**

	2007	2006
Planta y equipo	\$ 9,926,506	\$ 9,937,645
Ductos, redes y líneas	3,648,416	3,681,794

	2007	2006
Edificaciones	909,803	888,289
Construcciones en curso	891,970	731,390
Equipo en depósito y en tránsito	519,259	426,051
Equipo de cómputo	261,839	260,206
Equipo de transportes y vías de comunicación	133,318	148,982
Otros activos fijos	161,452	191,384
Terrenos	64,360	65,076
	<b>16,516,923</b>	<b>16,330,817</b>
Menos depreciación acumulada	(11,046,144)	(10,784,928)
Menos provisión planta y equipo	(102,698)	(99,305)
	<b>\$ 5,368,081</b>	<b>\$ 5,446,584</b>

Las construcciones en curso incluyen proyectos en desarrollo y se transfieren a los rubros correspondientes una vez inicien su etapa productiva y estén en condiciones de utilización.

El valor residual estimado, únicamente es considerado en el proceso de valoración de propiedad planta y equipo y solo en la eventualidad en que los activos se encuentren totalmente depreciados, no se encuentren en condiciones de operación o simplemente no exista mercado para ellos. Se aplica un promedio general del 5% del costo, considerando su utilidad exclusiva para la industria del petróleo. Este criterio no es aplicable a los activos clasificados como ductos y edificaciones por considerarse que los costos recuperables son equivalentes a los costos de remoción y transporte para el retiro de los mismos.

Durante las vigencias 2005 y 2006, la Empresa adelantó una inspección física de la propiedad, planta y equipo para su estandarización de procedimientos y su conciliación contra los registros contables. El estudio de valoración se soportó en metodologías de reconocido valor técnico que responden a estándares internacionales, incorporando una metodología de depreciación técnica ampliamente utilizada por el sector público industrial y por empresas del sector petrolero a nivel mundial. Las firmas contratistas fueron: Consultores Unidos y TF Auditores y la interventoría fue realizada por la firma Medina Nieto ONC. La empresa realiza avalúos técnicos con una periodicidad de tres años.

El resultado de dicho estudio generó para efectos contables y financieros una valorización de \$4,940,169 y fue registrada según con la política contenida en el PGCP, la cual indica que cuando el valor de realización es superior al costo, se reconoce una valorización y en caso contrario se disminuye la valorización constituida hasta agotarla y más allá de ese valor se registran desvalorizaciones, sin perjuicio que el saldo neto de las valorizaciones y el superávit, sea contrario a su naturaleza.

Resumen de la propiedad, planta y equipo al 30 de junio de 2007:

Clase de Activo	Costo Ajustado	Depreciación Acumulada	Valorizaciones	Valor de Realización
Plantas y equipos	\$ 9,926,506	\$ 7,805,127	\$ 3,697,202	\$10,114,143
Ductos, redes y líneas	3,648,416	2,313,329	61,831	205,321
Edificaciones	909,803	419,615	-	724,605
Construcciones en curso	891,970	-	-	-
Equipos en depósito y en tránsito	519,259	-	-	-
Equipo de cómputo	261,839	218,129	-	8,128
Otros activos	294,770	289,944	72,715	87,625
Terrenos	64,360	-	11,668	11,668
	<b>\$16,516,923</b>	<b>\$11,046,144</b>	<b>\$3,843,416</b>	<b>\$11,151,490</b>

Resumen de la propiedad, planta y equipo al 30 de junio de 2006:

Clase de Activo	Costo Ajustado	Depreciación Acumulada	Valorizaciones	Valor de Realización
Plantas y equipos	\$ 9,937,645	\$ 7,687,998	\$ 655,299	\$11,149,221
Ductos, redes y bienes	3,681,794	2,169,027	368,842	202,663
Edificaciones	888,289	409,816	-	800,021
Construcciones en curso	731,390	-	-	-
Equipos en depósito y en tránsito	426,051	-	-	-
Equipo de cómputo	260,206	221,722	-	8,227
Otros activos fijos	340,366	296,365	49,152	84,902
Terrenos	65,076	-	69,641	69,641
	<b>\$16,330,817</b>	<b>\$10,784,928</b>	<b>\$1,142,934</b>	<b>\$12,314,675</b>

Resumen de los activos no operativos:

Clase de Activo	Cantidad	Valor Neto Contable
Plantas y equipos	165	\$1,039
Otros activos fijos	1,210	22
Equipo de cómputo	415	2
Equipo médico y científico	12	-
	<b>1,802</b>	<b>\$1,063</b>

De conformidad con la política de la Empresa los activos que no son requeridos para la operación son retirados de los libros de la Empresa de acuerdo a la modalidad de disposición que se defina, esto es: venta, cesión sin costo, dación en pago o chatarrización.

**NOTA 9. RECURSOS NATURALES Y DEL AMBIENTE**

	2007	2006
Inversiones petrolíferas amortizables	\$9,049,382	\$ 7,977,275
Menos – amortización acumulada	(5,762,145)	(5,279,088)
	3,287,237	2,698,187
Costos de taponamiento y abandono, desmonte de facilidades y recuperación ambiental	1,246,968	963,630
Menos – amortización acumulada	(901,802)	(839,954)
	345,166	123,676
Yacimientos y aforos (1)	701,590	701,590
Menos – agotamiento acumulado	(547,578)	(526,407)
	154,012	175,183
Exploraciones en curso	120,824	145,775
Desarrollo en zonas de explotación	<b>100,870</b>	48,602
	<b>\$4,008,109</b>	<b>\$ 3,191,423</b>

(1) El aforo de reservas está representado en los yacimientos recibidos de las reversiones de contratos de concesión y asociación, administrados, así:

	2007	2006
Yacimientos y aforos:		
Gerencia Centro	<b>\$ 520,218</b>	\$ 520,218
Gerencia Alto Magdalena	<b>154,514</b>	154,514
Gerencia Oriente	<b>26,858</b>	26,858
	<b>\$ 701,590</b>	<b>\$ 701,590</b>

**NOTA 10. RECURSOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN**

Al 30 de junio la Empresa tiene constituidos los siguientes fondos de pensiones:

	2007	2006
Consortio Fidubogotá y Fiducolpatria	\$1,996,847	\$ –
Consortio Fiducaf�, Fidupervisora y Fidupetrol	1,916,859	–
Consortio Fidupopular y Fiduoccidente	1,700,534	–
Consortio Fiducolombia y Santander Investment	1,234,019	–
Consortio Fiducomercio, Fiduvalle y BBVA	1,095,224	–
Consortio Fiduagraria, Fiduoldex y Helm Trust	1,091,131	–
Previcaf�	–	3,058,370
Fiduciaria Popular	–	2,094,617
Fiduciaria Bogotá	–	1,906,278
Fiducolombia	–	1,280,121
	9,034,614	8,339,386
Parte corriente (1)	7,669,024	7,368,194
	<b>\$1,365,590</b>	<b>\$ 971,192</b>

Los fondos est n convenidos con contratos irrevocables a cinco años, condicionados a niveles y tipo de inversión y sujetos al control de los Comités de Inversiones de la Empresa. Los rendimientos acumulados generados al 30 de junio de 2007 son de 4.83%, que se capitalizan.

(1) La Administración de la Empresa con la autorización de la Junta Directiva decidió clasificar a corto plazo los fondos relacionados con la conmutación pensional, la cual igualmente requiere las aprobaciones conjuntas por parte del Ministerio de Hacienda y del Ministerio de Protección Social y que est n previstas en lo restante de 2007.

El Decreto 2153 de 1999, obligó a la Empresa a fondear hasta el 70% de su pasivo pensional al 31 de diciembre de 1998, mediante aportes anuales desde 2000 hasta 2007. Sin embargo, de acuerdo con el Decreto Extraordinario 1760 de 2003, la Empresa podrá emitir acciones para colocarlas a nombre de sus patrimonios autónomos, en calidad de aportes destinados a cubrir sus obligaciones pensionales. La Junta Directiva y el Consejo Superior de Política Fiscal (CONFIS) autorizaron a la Empresa el fondeo de este pasivo con los excedentes de tesorería de años anteriores.

El comportamiento de la cobertura de los patrimonios autónomos con referencia al pasivo pensional es el siguiente:

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	(En millardos)						
Pasivo pensional (Nota 16)	\$7,020	\$7,837	\$8,626	\$9,080	\$9,583	\$10,122	\$10,399
Patrimonios autónomos	3,239	3,769	4,590	6,322	8,618	8,961	9,035
Cobertura	46%	48%	53%	70%	90%	89%	87%

**NOTA 11. FONDO DE AHORRO DE ESTABILIZACIÓN PETROLERA**

	2007	2006
Campo Cusiana y Cupiagua	<b>\$2,176,414</b>	\$2,784,657
Campo Caño Limón	<b>1,317,327</b>	1,232,269
	<b>\$3,493,741</b>	<b>\$4,016,926</b>

El FAEP fue constituido de acuerdo con la Ley 209 de 1995, como un sistema de manejo de cuentas en el exterior, de disponibilidad restringida y administrado por el Banco de la República. El traslado de estos recursos al Fondo tiene un carácter estrictamente temporal y como único propósito el ahorro fiscal y la estabilización macroeconómica y no significa su apropiación por parte de la Nación. Los campos de Cusiana, Cupiagua y Caño Limón son los generadores de ahorro para el Fondo. Durante 2007, el FAEP ha tenido una tasa de rendimiento anual aproximado de 4.53%. El 2 de julio de 2004 la CGN ratificó el procedimiento utilizado por la Empresa para el reconocimiento de los ingresos del FAEP y adoptó dicho procedimiento dentro del PGCP para Colombia. (Ver Nota 31).

Resumen de la constitución, los ahorros y desahorros del Fondo:

	Cusiana Cupiagua	Caño Limón
	(Miles)	
Saldo inicial	<b>US\$1,129,824</b>	<b>US\$587,249</b>
Ahorro	7,794	84,647
Desahorro	(27,548)	
Saldo al 30 de junio de 2007	<b>US\$1,110,070</b>	<b>US\$671,896</b>

La Empresa clasificó como activo corriente al 30 de junio de 2007 el saldo del Fondo, de acuerdo con el artículo 143 del proyecto de ley del Plan Nacional de Desarrollo aprobado por el Congreso de Colombia el 3 de mayo de 2007.

#### **NOTA 12. CARGOS DIFERIDOS Y OTROS ACTIVOS**

	2007	2006
Impuesto sobre la renta diferido (Nota 15)	<b>\$1,581,358</b>	<b>\$ 995,044</b>
Fondo pensiones de jubilación de personal vinculado a operaciones conjuntas	177,894	<b>162,645</b>
Cargos diferidos, neto	118,189	<b>65,783</b>
Cargo por corrección monetaria diferida, neto	84,825	<b>96,081</b>
Fondo Nacional de Regalías (2)	80,487	<b>169,228</b>
Fondo de Inversión en Hidrocarburos de Colombia	78,593	<b>60,317</b>
Gastos preoperativos (3)	58,119	<b>137,045</b>
Marcas, licencias y patentes	32,787	<b>43,718</b>
Software	17,510	<b>42,054</b>
Mantenimiento y reparaciones mayores de plantas, tanques y equipos	16,184	<b>28,585</b>
Fondo para abandono de instalaciones	14,858	–
Otros	9,738	<b>15,602</b>
Capacitación	5,358	–
Contratos BOMT – Ecogas (1)	–	<b>1,077,463</b>
	<b>\$2,275,900</b>	<b>\$2,893,565</b>

En febrero de 2007, la Empresa en concordancia con el numeral 1.1.6 de la comunicación 199911-1505 de la CGN, amortizó el 100% del cargo diferido causado por la facturación de los contratos BOMT y creó una cuenta por cobrar conjuntamente con los saldos pendientes de facturar a Ecogas, la cual fue recaudada en su totalidad en junio de 2007 (Ver Notas 5, 17, 18 y 29).

Depósitos recibidos del FAEP a favor de Ecopetrol para atender el remanente del Fondo Nacional de Regalías. Tiene como destino exclusivo el pago de las deudas vigentes al 29 de diciembre de 2000 por la financiación de proyectos y programas de desarrollo de los municipios y departamentos productores y no productores de hidrocarburos. Ecopetrol hace los desembolsos en la medida que el Ministerio de Hacienda y Crédito Público emite las respectivas aprobaciones. Las cuentas por pagar incluyen un valor equivalente como depósitos y garantías.

Al 30 de junio de 2007, los gastos preoperativos incluyen principalmente \$23,356, para el plan de mejoramiento de la refinería de Barrancabermeja. Los costos son amortizados en cinco años en función del beneficio económico esperado como resultado de la implantación de este programa.

#### **NOTA 13. OBLIGACIONES FINANCIERAS**

	Tasa de Interés 2006	2007	2006 (Miles)	2007	2006
Japan Eximbank	Libor + 0.34%	\$–	US\$ 37,500	\$–	\$ 98,742
Deuda en moneda local – Transelca S.A.	7.70%	–	–	–	16,876
Sobregiros e intereses		–	–	–	1,800
		–	37,500	–	117,418
Menos: Porción corriente		–	18,750	–	100,544
		\$–	US\$ 18,750	\$–	\$ 16,874

Las obligaciones en moneda extranjera, están garantizadas directamente por la Nación Colombiana.

Vencimientos futuros de las obligaciones financieras en moneda extranjera:

Año	Miles	Equivalente
2007	US\$18,750	\$49,371

**NOTA 14. CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON VINCULADOS ECONÓMICOS**

	2007	2006
Acreedores varios (1)	\$2,033,362	\$2,026,632
Proveedores	483,820	686,220
Anticipos asociados	569,626	419,439
Depósitos recibidos de terceros	282,947	286,048
Vinculados económicos	13,274	35,427
Reembolsos costos exploratorios	84,393	155,262
	3,467,422	3,609,028
Parte no corriente	31,115	87,151
	\$3,436,307	\$3,521,877

(1) Incluye principalmente dividendos decretados por la Asamblea General de Accionistas, correspondiente al ejercicio 2006, pendientes por pagar al Ministerio de Minas y Energía por \$1,975,399.

Resumen de saldos más representativos con vinculados económicos, en los cuales Ecopetrol posee inversiones o intereses directos, y están incluidos en cuentas de deudores, proveedores y cuentas por pagar:

	Cuentas por Cobrar	Cuentas por Pagar
Ocensa – anticipos de tarifas y otros	\$ 267,609	\$ 286
Oleoducto de Colombia S.A.	3,947	2,138
Refinería de Cartagena S.A.	259,586	-
Ferticol S.A.	396	511
Cavipetrol	-	10,003
Serviport	-	336
Saldo al 30 de junio de 2007	\$ 531,538	\$13,274
Saldo al 30 de junio de 2006	\$ 20,756	\$35,427

Principales transacciones durante el semestre terminado el 30 de junio de 2007 y 2006 con vinculados económicos:

	Recuperación de Provisiones	Ventas y Servicios	Arrendamientos	Otros
Ingresos:				
Ocensa S.A.	\$ -	\$ 5,848	\$ 6,655	\$ 192
Ferticol S.A.	13,836	2,832	-	22
Oleoducto de Colombia S.A.	-	2,515	-	-
Refinería de Cartagena S.A.	-	995,718	-	981
Cavipetrol	-	-	2	1
Total 2007	\$13,836	\$1,006,913	\$ 6,657	\$1,196
Total 2006	\$ 3,012	\$ 8,309	\$ -	\$ 161

	Costo de Ventas	Gastos Financieros	Cesión de Cartera	Otros
Egresos:				
Ocensa S.A.	\$277,185	\$ -	\$ -	\$ 3,566
Cavipetrol	-	1,757	-	1,399
Ferticol	-	-	13,836	204
Serviport	-	-	-	45
Total 2007	\$277,185	\$1,757	\$13,836	\$ 5,214
Total 2006	\$ 1,437	\$ -	\$ -	\$187,626

No existen condiciones especiales 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 de operacionales y administrativos, dividido por los barriles transportados, para determinar el costo unitario de transporte. Dicho costo por barril se transfiere a cada accionista que utiliza el sistema, en función a los barriles transportados.

**NOTA 15. IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y TASAS POR PAGAR**

	2007	2006
Impuestos sobre la renta	\$ 884,305	\$1,097,463
Regalías por pagar	243,671	313,603
Impuesto a las ventas por pagar	155,916	164,474
Impuesto al patrimonio	103,556	-
Impuesto global a la gasolina (1)	93,216	91,778
Otros menores	17,282	130,205
Retención en la fuente sobre IVA	6,188	2,926
Impuesto de industria y comercio y otros menores	3,784	5,548
FAEP	242	-
	\$1,508,160	\$1,805,997

- (1) Este impuesto se genera con las ventas y en la fecha de emisión de la factura; en los retiros para consumo propio; y, en las importaciones en la fecha de nacionalización de la gasolina regular, extra o ACPM. Los fondos recaudados por este impuesto se giran a favor de la Dirección del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda, los Departamentos y el Distrito Capital de Bogotá. El impuesto global se liquida con base en la participación porcentual de cada beneficiario en el consumo mensual nacional de gasolina regular y extra.

Las declaraciones del impuesto sobre la renta pueden ser revisadas por las autoridades de impuestos dentro de los dos años siguientes a su presentación. Actualmente, 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 las declaraciones de renta de 2003 y 2004, debido a que, en criterio de la DIAN, se debió incluir en su base el valor de la sobretasa de dichos años. Adicionalmente, para la declaración de renta de 1996, el Consejo de Estado evalúa la procedencia de las rentas exentas de asfaltos y el desconocimiento por parte de la DIAN de las pérdidas en las ventas de cartera. En fallo de primera instancia se reconocieron las pretensiones de la Empresa en cuanto a las rentas exentas por asfaltos y se avaló la interpretación de la DIAN en relación con las pérdidas por las ventas de cartera, decisión apelada por Ecopetrol. Sin embargo, la Administración de la Empresa no espera diferencias significativas en la resolución de estas controversias.

La provisión para el impuesto de renta se determinó sobre la renta líquida fiscal, así:

	2007	2006
Impuesto de renta corriente	\$719,282	\$897,376
Impuesto de renta períodos anteriores	-	38,526
Impuesto diferido:		
Crédito	24,091	26,542
Débito	43,398	(70,391)
	67,489	(43,849)
	<b>\$786,771</b>	<b>\$892,053</b>

El impuesto diferido pasivo resulta principalmente de diferencias en las políticas de capitalización, amortización, depreciación y ajustes por inflación de propiedad, planta y equipo, en tanto que el impuesto diferido activo por las mayores provisiones contables. El saldo del impuesto sobre la renta diferido es como sigue:

	2007	2006
Impuesto diferido activo:		
Saldo inicial	\$ 995,044	\$ 601,154
Movimiento del año	586,314	393,890
Saldo final (Nota 12)	<b>\$1,581,358</b>	<b>\$ 995,044</b>
Impuesto diferido pasivo:		
Saldo inicial	702,649	464,553
Movimiento del año	(67,847)	238,096
Saldo final (Nota 18)	<b>\$ 634,802</b>	<b>\$ 702,649</b>

Conciliación de la renta líquida fiscal:

	2007	2006
Utilidad contable antes de impuestos	\$2,831,130	\$2,689,941
Ingreso por corrección monetaria	(26,119)	2,416
Efecto de los ajustes por inflación fiscales	(389,306)	(129,253)
Costos y gastos no deducibles	329,378	54,729
Deducciones especiales y gastos fiscales deducibles	(549,839)	(226,765)
Ingresos no constitutivos de renta ni ganancia ocasional	(10,888)	(5,032)
Ingresos no gravados	(212,334)	(25,652)
Provisiones no deducibles	268,045	216,630
Ingreso patrimonios autónomos	231,080	48,671
Otros gastos	-	20,779
<b>Renta líquida</b>	<b>2,471,147</b>	<b>2,646,464</b>
Renta neta exenta	(355,611)	(315,618)
<b>Renta líquida fiscal</b>	<b>\$2,115,536</b>	<b>\$2,330,846</b>
Impuesto básico de renta 35% en 2006 y 34% en 2007	\$719,282	\$ 815,796
Sobretasa 10%	-	81,580
Impuesto a cargo	<b>\$ 719,282</b>	<b>\$ 897,376</b>

Según lo establecido en el Decreto 941 de 2002 y el artículo 135 de la Ley 100 de 1993, los patrimonios autónomos constituidos para el pago de las obligaciones pensionales de la Empresa, están exentos de toda clase de impuestos, tasas y contribuciones de cualquier origen, del orden nacional. Los recursos retenidos en el FAEP no son generadores de impuestos.

#### NOTA 16. OBLIGACIONES LABORALES

	2007	2006
Pensiones de jubilación (1)	\$10,399,818	\$9,844,465
Vacaciones	23,934	20,242
Cesantías	16,852	15,189
Primas, bonificaciones y auxilios	12,518	11,505
Intereses bono pensional	5,809	4,200
Salarios por pagar	2,216	1,133
Otros	1,686	3,499

Intereses sobre cesantías	835	–
Menos porción corriente	10,463,668	9,900,233
	<b>7,727,833</b>	<b>7,420,211</b>
	<b>\$ 2,735,835</b>	<b>\$2,480,022</b>

(1) Pasivo actuarial al 30 de junio de 2007:

	Cálculo Actuarial
Pensiones de jubilación	\$ 7,669,024
Salud	1,245,474
Bonos pensionales	938,046
Educación	476,033
Pensiones de jubilación – operaciones conjuntas	71,241
	<b>\$10,399,818</b>

El método actuarial utilizado al 30 de junio de 2006 es el de proyecciones de la reserva para pensiones de jubilación y reserva de salud y educación con fecha 31 de diciembre de 2007, con la tasa técnica real del 4,8% y con base en la información real de personal a 31 de diciembre de 2006.

Detalle del personal cobijado en el cálculo actuarial:

Tipo de Contrato	Número de Personas
Pensionados temporal y retirado hasta 2004	10,256
Pensionados indefinido 2004 y retirado en 2005	27
Pensionados después de 2010	2,501
Pensionados indefinido 2005 y retirado en 2006	89
	Valor
Reserva pensiones	<b>\$15,988</b>
Reserva servicios de salud y educación	<b>\$16,180</b>

El porcentaje acumulado amortizado del cálculo actuarial a 30 de junio de 2007:

Concepto	%
Pendiente de amortización al 30 de junio	2.7
Amortización acumulada a 30 de junio	97.3
Amortización a 31 diciembre de 2006	100.0

Al finalizar el año queda amortizado en su totalidad el cálculo actuarial. En enero del año siguiente, se inicia una nueva amortización con la actualización de las cifras del cálculo actuarial, cuya diferencia se amortiza en doceavas partes.

El plan de amortización del cálculo actuarial, hasta lograr el 100% de la amortización acumulada es:

	% de Amortización	% Acumulado Amortización	% Pendiente Amortización
Julio de 2007	0.46	97.71	2.29
Agosto de 2007	0.46	98.17	1.83
Septiembre de 2007	0.46	98.63	1.37
Octubre de 2007	0.46	99.09	0.91
Noviembre de 2007	0.46	99.54	0.46
Diciembre de 2007	0.46	100.00	0.00
	2.76	100	0.00

#### NOTA 17. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES

	2007	2006
Provisión para costos de abandono, desmonte de facilidades y recuperación ambiental (1)	\$1,246,864	\$ 958,324
Provisión obligaciones pensionales	870,131	876,054
Provisión BOMT / Comuneros (2)	568,725	764,767
Procesos judiciales (Nota 28)	473,381	192,042
Provisiones para contingencias	78,688	148,491
Otras provisiones	61,324	19,462
Pasivo estimado FAEP	29,173	70,443
	<b>3,328,286</b>	<b>3,029,583</b>
Porción corriente	705,520	526,509
	<b>\$2,622,766</b>	<b>\$2,503,074</b>

Durante 2007, la Empresa actualizó el estudio y análisis del pasivo estimado para futuras erogaciones de abandono, restauración ambiental y terminación de contratos y operaciones petrolíferas. El efecto de dicho estudio fue una disminución del pasivo por \$109,000 respecto al determinado en 2006, representado principalmente por la inclusión de novedades de perforación de pozos (\$60,000), adicionalmente al efecto de revaluación del peso frente al dólar del 12%.

Incluye la actualización al 31 de diciembre de 2006 por \$241,000 de la provisión creada en 2004, equivalentes al 30% de los pagos futuros pendientes a los contratistas de los BOMT, excluidos por orden del Gobierno Nacional, en el plan de pagos acordado con Ecogas, resultante de la



escisión de los activos de Ecopetrol en 1997 (Véase Notas 5, 17, 18 y 29). Adicionalmente incluye, \$327,722 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, \$91,000 son equivalentes a la protección inicialmente reconocida por Ecopetrol, junto con la valorización del fondo donde se encuentran los recursos, y \$236,722 a los intereses generados. Está pendiente de fallo el recurso extraordinario de súplica interpuesto por los citados Comuneros. Para atender un eventual pasivo se constituyó un fondo fiduciario. (Véase Nota 4).

#### **NOTA 18. OTROS PASIVOS A LARGO PLAZO**

	2007	2006
Pasivos relacionados con BOMT/ Ecogas (Notas 5, 12, 17 y 29)	\$1,292,999	\$ -
Impuesto de renta diferido crédito	634,802	702,649
Crédito por corrección monetaria diferida	291,950	356,420
Otros	-	113
	<b>\$2,219,751</b>	<b>\$1,059,182</b>

#### **NOTA 19. PATRIMONIO**

##### **Transformación de la Empresa**

El capital autorizado de Ecopetrol es de \$10,500,000, dividido en 105,000,000 de acciones nominativas ordinarias, valor nominal \$100,000 cada una, de las cuales se han suscrito y pagado 90,961,972 acciones (42,449,825 al 30 de junio de 2006).

El 12 de junio de 2007, la Asamblea Extraordinaria de Accionistas autorizó la colocación de 45,000,000 de acciones ordinarias por valor nominal de \$100,000 cada una, cuya decisión fue protocolizada el 6 de julio de 2007 mediante escritura pública No 2609.

El Decreto Reglamentario 727 del 7 de marzo de 2007 derogó el Decreto 2625 de 2000 y autorizó el traslado de los aportes en especie (hidrocarburos) de la Nación Colombiana que se reconocieron hasta el 9 de marzo de 2007. Mediante acta de Asamblea de Accionistas No. 012 del 26 de marzo de 2007, protocolizada el 27 de abril de 2007, fue trasladado el saldo por \$4,851,215 al capital suscrito y pagado a nombre del accionista Ministerio de Hacienda. En adelante, la producción de los campos forma parte de los ingresos operacionales de la Empresa.

Con el Decreto Extraordinario 1760 de 2003, el Gobierno Colombiano asignó como parte del patrimonio de Ecopetrol los derechos de producción de los campos que a junio de 2003 se encontraban en explotación a través de contratos de asociación o en forma directa.

##### **Reserva Legal**

La reserva legal se constituye con el 10% de la utilidad neta y puede ser usada para compensar pérdidas o distribuir a la liquidación de la Empresa. Al 31 de diciembre de 2007, las demás reservas, y los resultados del período, están a la libre disposición de la Asamblea de Accionistas.

##### **Patrimonio Institucional Incorporado**

Durante el primer semestre de 2007, la Empresa ajustó el patrimonio institucional incorporado, de acuerdo con los PGCP, en función del valor de las comercialidades relacionadas principalmente con los contratos de asociación Garcero, Corocora, Estero y Caracara, por los pozos Sardinas 6, Remache Norte 3, Abejas 3 y Jaguar T5 y T6, respectivamente.

##### *Resumen del Superávit por Valorizaciones*

	2007	2006
Propiedad, planta y equipo:		
Planta y equipo	\$3,697,202	\$ 655,299
Ductos	61,831	368,842
Terrenos y edificaciones	11,668	69,641
Equipo flotante y equipo pesado	7,652	33,480
Equipo de perforación	65,063	15,672
	<b>3,843,416</b>	1,142,934
Inversiones de renta variable:		
Refinería de Cartagena S.A.	814,141	-
Interconexión Eléctrica ISA	337,037	-
Ocesa S.A.	277,247	242,267
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	220,476	196,913
Invercolsa S.A.	64,756	40,448
Serviport	1,960	1,458
Postal Services S.A.	420	-
Explotaciones Cóndor S.A.	-	72,316
South America Golf Oil Company "SAGOC"	-	63,178
Transelca S.A.	-	61,708
	<b>1,716,037</b>	678,288
	<b>\$5,559,453</b>	<b>\$1,821,222</b>

#### **NOTA 20. CUENTAS DE ORDEN**

Deudoras:		
Costos y gastos (deducibles y no deducibles)	\$10,297,898	\$17,127,982

Otros derechos contingentes y cuentas deudoras	3,783,704	9,659,083
Procesos judiciales	504,199	445,293
Aforos y yacimientos de crudo y gas	127,007	610
Títulos valores entregados en custodia y garantía	5,322	266,377
Reembolsos BOMT's - Ecogás	-	2,448,802
Prepagos Ecogas	-	39,975
	14,718,130	29,988,122
<b>Acreeedoras:</b>		
Derechos de explotación o producción de hidrocarburos (3)	18,233,490	18,150,230
<b>Ingresos no gravados</b>	6,124,282	4,545,355
Pasivos no fiscales	4,486,070	7,046,911
Procesos judiciales	2,023,341	2,199,682
Bienes recibidos en mandato (2)	1,577,742	-
<b>Garantías contractuales</b>	1,318,070	163,826
Fondos de administración – Decretos 1939 de 2001 Y 2652 de 2002	959,815	950,292
BOMT's – Ecogas	823,080	1,487,713
Ocensa (1)	353,672	766,001
Títulos valores recibidos en garantía y custodia y otras obligaciones contingentes	77,418	112,828
Bienes recibidos en custodia	83,761	139,825
Agotamiento acumulado	5,893,626	5,633,812
	41,954,367	41,196,475
	\$56,672,497	\$71,184,597

Las obligaciones contingentes con Ocensa están representadas principalmente por los montos correspondientes al valor presente de los desembolsos futuros, derivados de los contratos de transporte suscritos. La Empresa es garante de operaciones financieras asumidas por Ocensa en la proporción a su participación en el volumen a transportar y cuyo pago está igualmente amparado con los contratos de tarifas suscritos con los usuarios iniciales de transporte. Las obligaciones proyectadas por Ecopetrol y contenidas en el Tramo A son las siguientes:

Vigencia	Entidad	Tasa de Interés	Valor Original	Saldo
<i>(Miles de dólares)</i>				
1997 – 2007	Chemical Chase	Libor + 1.375%	US\$335,000	US\$ 33
1997 – 2007	Chemical Chase	Libor + 1.375%	335,000	33
Intereses			-	1
			670,000	67
Capital de accionistas canadienses			230,700	160,240
Dividendo de accionistas canadienses			-	20,082
			US\$900,700	US\$180,389

Incluye el valor de los activos recibidos en custodia por parte de la sociedad 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.

Actualmente Ecopetrol adelanta con especialistas una auditoría a las reservas de hidrocarburos, cuyos resultados a la fecha no se conocen, los cuales están previstos para divulgar en agosto de 2007. Los efectos, de existir, se reconocerán en el mes en que se conozcan los resultados. Al 30 de junio de 2007, se utilizaron las estimaciones de reservas al cierre de 2006. La administración de la empresa es de la opinión que los resultados del nuevo estudio no arrojarán diferencias de importancia, dadas las políticas de prudencia en los cálculos oficiales de reservas al 31 de diciembre de 2006.

#### **NOTA 21. INGRESOS**

	2007	2006
<b>Ventas nacionales:</b>		
Destilados medios	\$2,424,008	\$2,196,789
Gasolinas	1,706,328	1,657,538
Crudo	968,503	14,033
Otros productos	409,085	405,087
Servicios	397,566	370,240
Gases	303,303	286,673
G.L.P.	293,004	264,672
	6,501,797	5,195,032
Subsidio ACPM y gasolinas (1)	683,515	-
	7,185,312	5,195,032
<b>Ventas del exterior:</b>		
Crudos	1,447,717	1,557,818
Combustóleo	695,035	1,175,793
Gasolinas	197,124	261,008
<b>Naftas</b>	106,704	458,730
Turbosina	68,627	225,133
Otros productos	10,021	60,230
	2,525,228	3,738,712
	\$9,710,540	\$8,933,744

- (1) Hasta 2006, los subsidios generados por la diferencia entre el precio regulado y el precio a paridad internacional que venían siendo asumidos por los refinadores e importadores, no hacían parte expresa en las resoluciones de determinación del precio y por tanto no eran reconocidas contable ni fiscalmente. De acuerdo con la Ley 1110 de 2006 (Ley de Presupuestos), la Nación asume el subsidio a la gasolina motor corriente y ACPM. En marzo de 2007, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución No. 180414 mediante la cual establece el procedimiento para el reconocimiento del subsidio para refinadores e importadores de gasolina motor corriente y ACPM.

**NOTA 22. COSTO DE VENTAS**

	2007	2006
<b>Costos variables:</b>		
Regalías	\$1,529,826	\$ 1,756,034
Compra de crudo asociación y concesión	539,195	645,810
Aportes capitalizados sobre producción	432,105	1,091,064
Productos importados	345,115	438,637
Amortización y agotamiento	280,000	257,646
Inventario inicial menos final	49,647	(177,675)
Compra de gas y otros productos	44,950	36,870
Materiales de proceso	40,441	39,326
<b>Costos fijos:</b>		
Servicios contratados asociación	395,234	310,444
Depreciación	365,774	371,766
Servicios de transporte a refinerías	295,211	378,553
Gastos laborales	228,378	204,820
Servicios contratados	197,119	154,577
Mantenimiento	119,536	101,638
Amortización cálculo actuarial	118,252	99,330
Consumo de producción propia	109,040	57,338
Costos de proyectos	106,500	–
Amortización de diferidos, intangibles y seguros	67,242	51,758
Materiales y suministros de operación	64,358	68,708
Impuestos	32,516	23,484
Gastos generales	7,289	6,991
Aplicaciones a gastos y proyectos	(52,317)	(219,557)
	<b>\$5,315,411</b>	<b>\$ 5,697,562</b>

**NOTA 23. GASTOS OPERACIONALES DE ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**

	2007	2006
<b>Administración:</b>		
Laborales	\$ 68,108	\$ 56,770
Amortización cálculo actuarial personal activo	21,240	35,993
Depreciaciones y amortizaciones	19,989	25,749
Otros	14,524	11,193
Alquileres y arrendamientos	9,295	4,931
Impuestos	8,436	3,672
	<b>\$141,592</b>	<b>\$138,308</b>
<b>Comercialización:</b>		
Estudios y proyectos	\$160,122	\$173,348
Tarifa de transporte de oleoductos	92,585	116,726
Tarifa y disponibilidad gasoductos BOMT	60,691	19,330
Tarifa de transporte de gasoductos	60,470	64,565
Impuestos industria y comercio y transporte	59,875	67,055
Comisiones honorarios y servicios	11,385	18,899
Amortización cálculo actuarial personal activo	3,017	2,494
Gastos laborales	5,008	4,220
Fletes	315	–
Mantenimiento y otros	55	–
	<b>\$453,523</b>	<b>\$466,637</b>

**NOTA 24. INGRESOS (GASTOS) FINANCIEROS, NETO**

<b>Ingresos:</b>		
Ganancia en cambio	\$ 998,041	\$1,924,115
Valoración de inversiones (1)	212,734	88,755
Rendimientos del FAEP	77,763	45,268
Intereses y corrección monetaria	60,262	56,323
Dividendos en dinero	7,542	5,032
Utilidad en venta de inversiones y método de participación	1,443	29,529
	<b>1,357,785</b>	<b>2,149,022</b>
<b>Gastos:</b>		
Pérdida en cambio	1,749,772	1,216,786
Desvalorización inversiones	–	283,964
Operaciones de cobertura (Nota 29)	43,448	–
Otros	1,257	–

Pérdida en método de participación	118	–
Intereses, comisiones y primas	864	8,875
	1,795,459	1,509,625
	<b>\$ (437,674)</b>	<b>\$ 639,397</b>

- (1) Incluye ingreso/gasto por valorización de las inversiones de los recursos entregados en administración de fondos y el portafolio de la Empresa. La variación neta del primer semestre de 2007 corresponde a los efectos de la revaluación del peso frente al US dólar.

**NOTA 25. GASTOS DE JUBILADOS**

	2007	2006
Pensiones de jubilación	\$ 228,493	\$ 214,832
Amortización cálculo actuarial	136,665	120,807
Servicios de salud	38,557	28,356
Servicios de educación	26,280	25,315
	<b>\$ 429,995</b>	<b>\$ 389,310</b>

**NOTA 26. GANANCIA POR INFLACIÓN**

Generada por los activos	\$ 26,119	\$ 44,762
Generada por los pasivos	–	(15,281)
	<b>\$ 26,119</b>	<b>\$ 29,481</b>

**NOTA 27. OTROS INGRESOS (EGRESOS), NETO**

Ingresos:		
Recuperación de gastos BOMT (Nota 5)	\$1,118,661	\$ 31,004
Recuperación de provisiones	207,951	24,040
Otros ingresos menores	66,236	155
Utilidad en venta de propiedad, planta y equipo	25,557	2,998
Recuperación otros gastos	8,036	28,378
Ingresos por servicios	5,401	5,066
Ingresos años anteriores (1)	3,112	1,534
Indemnizaciones recibidas	705	376
Sobrantes y recobros	356	300
	<b>1,436,015</b>	<b>93,851</b>
Gastos:		
Amortización gastos BOMT (Nota 12)	1,018,422	25,564
Impuestos, gravámenes y tasas	267,617	60,343
Provisiones (2)	211,342	172,936
Pérdida en venta y retiro de activos	24,283	22,083
Otros gastos menores	14,191	1,505
Cuota de fiscalización	13,896	12,000
Vigilancia y celaduría	7,758	3,869
Contribuciones y donaciones	4,540	13,912
Gastos años anteriores (3)	1,300	2,504
	<b>1,563,349</b>	<b>314,716</b>
	<b>\$ (127,334)</b>	<b>\$ (220,865)</b>

- (1) El detalle de los otros ingresos de años anteriores es el siguiente:

	2007	2006
Recuperación servicios de salud	\$ 1,763	\$ –
Recuperación de gastos	1,204	796
Otros menores	145	138
Venta de planta y equipo	–	600
	<b>\$ 3,112</b>	<b>\$ 1,534</b>

- (2) El detalle de los gastos por provisiones es el siguiente:

	2007	2006
Procesos judiciales	\$ 186,321	\$ 301
Inventarios	18,177	9
Cartera	3,778	8,827
Inversiones	3,066	2,018
Commutación pensional	–	126,719
Otras	–	35,062
	<b>\$ 211,342</b>	<b>\$172,936</b>

- (3) El detalle de los egresos de años anteriores es el siguiente:

Bonos usufructos	\$ 1,180	\$ 1,723
Gastos generales	120	455
Impuestos y gravámenes	–	326
	<b>\$ 1,300</b>	<b>\$ 2,504</b>

#### **NOTA 28. CONTINGENCIAS**

1. Un dictamen pericial de 2005 fijó en \$542.000 el cargo de Ecopetrol en la acción civil ordinaria interpuesta por Foncoeco, la cual pretende que Ecopetrol rinda cuentas sobre el manejo del capital y rendimientos financieros de los dineros autorizados por Junta Directiva para constituir el fondo de participación de utilidades de los trabajadores de la Empresa y que, de acuerdo con la mencionada rendición, se le condene a cancelar las sumas que salga a deber. En opinión de la Gerencia y sus asesores legales existen argumentos suficientes para demostrar que la Junta Directiva nunca apropió recursos para constituir fondo alguno. Adicionalmente, Foncoeco no es titular de este monto, por ende, no se le debe rendir cuenta, por lo que las pretensiones de la demanda no son procedentes.
2. Ecopetrol ha reconocido las provisiones que corresponden a estimaciones racionales, tendientes a cubrir las previsiones de hechos futuros derivados de las contingencias de pérdida u ocurrencia de eventos que pueden afectar el patrimonio público.

**Un resumen de los procesos más significativos sobre los cuales se han reconocido provisiones, de acuerdo con las evaluaciones de la vicepresidencia jurídica y de los asesores externos de la Empresa, al 30 de junio de 2007:**

Proceso	Acción	Cuantía de las Pretensiones
Gobernación del Tolima/ Municipio de Melgar	Acción popular para la reliquidación de las regalías con el 20% estipulado en la Ley 141 de 1994.	\$122,637
Universidad de Cartagena y Junta Especial de la Estampilla	Acción de cumplimiento por el pago de la estampilla sobre las exportaciones efectuadas por Ecopetrol entre 1997 y 2004.	98,031

#### **NOTA 29. DERECHOS Y COMPROMISOS**

##### Derechos:

##### *Extensión de Contratos de Asociación*

Mediante el documento CONPES 3245 del 15 de septiembre de 2003, se autorizó a Ecopetrol la extensión de los contratos de asociación hasta el límite económico de los campos respectivos, con diferentes obligaciones de acuerdo con cada contrato.

##### Compromisos:

##### *Empresa Colombiana de Gas –Ecogas*

En los términos de la Ley 401, durante 1998 se suscribieron convenios con “Transportadora de Gas de la Región, Centragás y Transgás de Occidente S.A.” para ceder a Ecogas los derechos y obligaciones que se derivan de los contratos BOMT.

En diciembre de 2006, culminó el proceso de venta de Ecogas, en el cual, la Empresa de Energía de Bogotá adquirió los derechos.

El 22 de febrero de 2007, se suscribió un convenio interadministrativo entre Ecogas, la Nación (Ministerio de Hacienda y Crédito Público) y Ecopetrol, a fin de reglamentar la entrega por parte de Ecogas al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, de los recursos para que la Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional, los maneje, administre e invierta actuando por cuenta y en nombre de Ecogas. Sin embargo, al 30 de junio de 2007, Ecopetrol recaudó la totalidad de los saldos por cobrar a Ecogas.

##### Contratos de Suministro de Gas

La Empresa ha suscrito contratos con terceros, tales como Corelca, Gas Natural S.A. E.S.P, Empresas Públicas de Medellín, Termoflores y Gases de Norte del Valle, entre otros, para el suministro del gas en desarrollo de la comercialización del mismo, para lo que se compromete a entregar unas cantidades mínimas establecidas en cada contrato. Durante el primer semestre de 2007 Ecopetrol comercializó 72,293 GBTU por \$303,142.

##### Acuerdo Master TLU 1 y TLU 3

En marzo de 1998 y septiembre de 1999, la Empresa suscribió los acuerdos TLU-1 - Operación Conjunta de los activos en el terminal de Coveñas para el recibo, almacenamiento y cargue de buquetanques con petróleo entre la Asociación Cravo Norte y el Oleoducto de Colombia S.A.; y TLU-3 - Operación conjunta para la utilización de la unidad de cargue de buques tanques TLU-3 en el Terminal de Coveñas entre la Asociación Cravo Norte, Oleoducto de Colombia S.A. y Ocesa S.A., respectivamente, acuerdos en los cuales las partes designaron a Ecopetrol como el Operador.

##### **Instrumentos Financieros**

La Empresa ha efectuado acuerdos de cobertura para disminuir la exposición del flujo de caja al riesgo de las fluctuaciones de los precios internacionales de crudo y asegurar así el cumplimiento de las metas de superávit fiscal impuestas por el Consejo Nacional de Política Fiscal (CONFIS). Los instrumentos que utiliza Ecopetrol se negocian con bancos y otras contrapartes con las cuales se tienen firmados los siguientes contratos:

Fecha	Volumen de barriles	Precio Piso WTI (USD/Bi)	WTI al cierre del día	Período de Cobertura	Settlement	Valor en Dólares	Compañía
23-ene-2007	1,600,000	55	55,04	23-ene –31 dic, 2007	Trimestral	US\$ 5,552,000	Goldman Sachs
23-ene-2007	2,400,000	55	55,04	23-ene –31 dic, 2007	Trimestral	8,280,000	Goldman Sachs
25-ene-2007	250,000	55	54,23	23-ene –31 dic, 2007	Trimestral	712,500	Morgan Stanley
25-ene-2007	750,000	55	54,23	23-ene –31 dic, 2007	Trimestral	2,137,500	Morgan Stanley
30-ene-2007	250,000	55	56,97	23-ene –31 dic, 2007	Trimestral	637,500	Morgan Stanley
30-ene-2007	750,000	55	56,97	23-ene –31 dic, 2007	Trimestral	1,912,500	Morgan Stanley
	6,000,000					US\$19,232,000	

##### **Refinería de Cartagena**

El compromiso de entrega de activos y capital de trabajo a la nueva sociedad constituida, Refinería de Cartagena S.A., en la cual Ecopetrol posee el 49%, se pactó inicialmente para el 31 de diciembre de 2006. Por motivos logísticos la Administración de la Empresa y el socio reprogramaron el cumplimiento de dicho compromiso el cual asumió el 31 de marzo de 2007.

### **NOTA 30. RECLASIFICACIONES**

Algunas cifras de los estados de actividad financiera, económica y social de 2006 fueron reclasificadas para fines comparativos con las de 2007, con ocasión de la parametrización de cuentas en el aplicativo en función de la reorganización operativa de algunas áreas en 2006, tales como las relacionadas con los recursos entregados en administración, el pasivo pensional, la inversión y el ingreso diferido de FAEP, gastos operacionales, el costo de ventas, gastos de jubilación, principalmente y el ajuste al plan de cuentas oficial de la CGN para empresas públicas.

### **31. EVENTOS POSTERIORES**

#### **Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera**

El artículo 143 del proyecto de ley del Plan de Desarrollo aprobado el 3 de mayo de 2003 por el Congreso de Colombia, dispuso la transferencia a la Nación de los recursos disponibles en el FAEP, que serán reconocidos por Ecopetrol una vez sea sancionada dicha ley. Por ende los estados contables que se preparen a partir de dicha fecha, no incluirán tanto los valores de la inversión como del pasivo diferido, cuyos saldos en los estados contables al 30 de junio de 2007 ascienden a \$3,493,741.

#### **Asignación Bloque Perú**

En julio de 2007, Ecopetrol y Talisman obtuvieron en Perú el Lote 134 en la licitación de bloques exploratorios, adelantado por Perupetro. Durante la primera fase del proyecto se realizarán estudios geológicos y geofísicos, que incluyen una opción de renuncia al final de los primeros 12 meses. Así mismo, se tiene la opción de continuar en una segunda fase de 18 meses con un compromiso mínimo de adquirir 200 kilómetros de sísmica 2D; Talismán tiene un 55% de participación en el proyecto y será el operador, en tanto que Ecopetrol participa con el restante 45%.

## **6.4 INFORMACIÓN FINANCIERA DE ECOPETROL A DICIEMBRE DE 2006 Y 2005**

### **6.4.1 Informe de gestión**

Ecopetrol mejoró sus principales indicadores operativos y financieros en 2006. Así mismo, la empresa definió las bases para lograr un mayor crecimiento para los próximos cinco años, gracias a un nuevo plan estratégico y la aprobación obtenida en el Congreso de la República para emprender el proceso de capitalización.

Ecopetrol logró avances en sus cinco principales ejes del plan estratégico: exploración en Colombia, internacionalización de la compañía mediante oportunidades de negocio en el exterior, desarrollo de campos maduros, crudos pesados y gas natural.

La empresa definió dos grandes retos para los próximos cinco años, uno de consolidación de la organización y otro de crecimiento en cada una de las áreas de negocio. La meta para 2011 es que la producción propiedad de Ecopetrol supere los 500 mil barriles de petróleo equivalente por día (Kbpde) y reponer, por lo menos, el 100% de las reservas.

Este marco estratégico y un ambicioso portafolio de proyectos fueron la base para lograr la aprobación de un presupuesto récord para 2007 por USD2.065 millones, superior a los cerca de USD1.255 millones de 2006 y más del triple de lo invertido por año en el periodo 2002-2004.

El año 2006 estuvo marcado por el incremento en las reservas probadas de Ecopetrol, las cuales ascendieron a 1.752 millones de barriles de petróleo equivalente (Mbpe) al cierre del año, lo que significa un incremento superior al 9% en relación con los 1.610 Mbpe de 2005.

La reposición de reservas equivalentes de Ecopetrol fue de 199%, ya que produjo 142 Mbpe en el año, mientras que incorporó 283 Mbpe en el mismo periodo. Las reservas equivalentes incluyen las de crudo y gas.

En materia de crudo, las reservas probadas remanentes de Ecopetrol subieron de 1.099 millones de barriles (Mbls) en 2005 a 1.177 Mbls en 2006. Una situación similar se presentó en el caso del gas natural, cuyas reservas probadas pasaron de 2.872 gigapiés cúbicos (GPC) a 3.224 GPC.

La incorporación de reservas obedeció principalmente al esfuerzo por aumentar el factor de recobro en campos maduros y al desarrollo de crudos pesados, dos de las principales estrategias utilizadas actualmente en el mundo para reponer los hidrocarburos producidos cada año.

El incremento en las reservas se acompañó con una mayor producción, especialmente en los campos de operación directa de Ecopetrol. Al sumar crudo y gas, la producción de propiedad de la empresa fue de 384 mil barriles de petróleo equivalente por día (Kbpe) en 2006, es decir 8,7 Kbpe más que la registrada en 2005. De dicha cifra, la producción de crudo corresponde a 316 Kbpe y la de gas natural a 68 Kbpe.

El mayor incremento en la producción de crudo se presentó en los campos operados directamente por Ecopetrol, que registraron un aumento cercano al 14% al pasar de 138 mil barriles por día (Kbpd) a 157 Kbpd. Estos mayores volúmenes permitieron que se detuviera la caída en la producción nacional de crudo registrada desde 1999, la cual cerró en 529 Kbpd, cifra superior a la de los años 2004 y 2005.

En el campo exploratorio y aunque todavía no se incorporaron reservas significativas por esta vía, el año 2006 se destacó por la reactivación de las actividades de búsqueda de hidrocarburos y se lograron las cifras más altas en la última década en perforación y sísmica. De los 56 pozos exploratorios perforados en Colombia en el año, Ecopetrol participó en 34 de ellos, 4 realizados directamente y 30 más a través de empresas asociadas.

En el año 2006 también se concretaron negocios de alto impacto para Ecopetrol como la selección de los socios para la ampliación de la refinería de Cartagena y para el desarrollo del campo Tibú, al tiempo que se avanzó en la exploración offshore, especialmente en el contrato Tayrona en donde se perforará el primer pozo en 2007.

Para el desarrollo de gas fueron significativos el inicio de la construcción del gasoducto a Venezuela, la puesta en marcha a su mayor capacidad de la planta de gas de Cusiana y los avances en el plan de gas natural vehicular.

Entre los resultados operativos también se destaca una mayor carga en las refinerías, la reducción del hurto de combustibles y las adecuaciones adelantadas para incrementar la producción y exportación de crudos pesados.

El balance operativo de Ecopetrol se tradujo en nuevas marcas históricas en la mayoría de sus indicadores financieros: la utilidad neta ascendió a \$3,39 billones, 4% superior a la de 2005. Si se eliminan los efectos del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP), los aportes al Estado que determina el Decreto 2625 de 2000 y los rendimientos de los patrimonios autónomos pensionales, el resultado es de COP5,39 billones, 60% más que en 2005.

Los ingresos operacionales alcanzaron un nuevo récord con COP18,4 billones, 19% más que en 2005. La utilidad operacional creció 6% más que en 2005, al registrar COP4,76 billones y el Ebitda pasó de COP6,84 billones en 2005 a COP8,07 billones en 2006.

Las exportaciones también fueron las más altas de la historia de la empresa (USD3.312 millones), producto de un mayor volumen exportado y de los altos precios internacionales del crudo y sus productos derivados.

La gestión de 2006 le permitió a Ecopetrol aumentar las transferencias que realiza a la Nación, las cuales sumaron COP9,6 billones entre regalías, dividendos e impuestos, lo que representa un incremento de COP2,3 billones frente a lo transferido en 2005.

Dentro de su política de responsabilidad social empresarial, Ecopetrol invirtió COP40.461 millones en programas de apoyo al desarrollo económico, social y cultural de las regiones donde opera, lo que benefició a cerca de un millón de personas en más de 110 municipios de 23 departamentos de Colombia.

En este mismo sentido y como muestra de su compromiso con el medio ambiente, la empresa definió un plan integral para mejorar la calidad de los combustibles. Las inversiones superiores a USD1.500 millones hasta 2010 le permitirán construir unidades de hidrot ratamiento en las dos refinerías (Barrancabermeja y Cartagena), incursionar en el biodiesel mediante la construcción de una planta en el Magdalena Medio, realizar importaciones de diesel de alta calidad para mezclarlo con el nacional e impulsar el plan de conversiones a gas vehicular.

#### Futuro promisorio

Más allá de los resultados operativos y financieros, 2006 marcó un hito para Ecopetrol. Además de definir y difundir la nueva estrategia

corporativa, durante el año se registraron algunos hechos importantes en su nuevo rol de empresa competitiva e internacional, entre ellos el primer negocio de exploración en el exterior, específicamente en Brasil.

A finales de 2006 el Congreso de la República aprobó la Ley 1118 que permite la capitalización de la empresa hasta en el 20% de su propiedad accionaria, un paso fundamental para hacer realidad el plan de negocios de los próximos años (se requieren cerca de USD12.500 millones en 5 años), eliminar algunas restricciones de tipo legal y afianzar una cultura de empresa competitiva, con talento de clase mundial, con capacidad de apalancamiento y con las mejores prácticas de Gobierno Corporativo.

El proceso de capitalización cobra relevancia dentro del nuevo rol que tiene Ecopetrol luego del proceso de transformación vivido con la expedición del Decreto 1760 de 2003, que la obliga a competir en igualdad de condiciones por la asignación de áreas de exploración y producción.

El proceso de capitalización, que se prevé concretar en 2007 con el inicio de la venta de acciones, marcará un hito en la historia de Ecopetrol y se convertirá en la plataforma para fortalecer la empresa durante los próximos años, con cambios en su cultura organizacional y en la forma de relacionarse con sus principales grupos de interés.

A lo anterior se suma la adopción de prácticas de Gobierno Corporativo con la aplicación del Código de Buen Gobierno y el diseño de un nuevo modelo de responsabilidad social empresarial que, unidos a una política de transparencia en la información y en la gestión, contribuyeron a que la empresa mejorara su reputación y relación con los grupos de interés. Así lo demuestran los resultados de las mediciones de los niveles de satisfacción de clientes y reputación empresarial, y el primer lugar obtenido en el índice de transparencia nacional entre las empresas de su tipo.

Los hechos y cifras que se presentan en este informe demuestran que 2006 fue un año de avance en sus principales negocios y áreas de trabajo, al tiempo que se dieron los primeros pasos y se obtuvieron las aprobaciones legales para construir una empresa en crecimiento, competitiva, transparente, internacional y responsable, orgullo de todos los colombianos.

El proceso de capitalización, que se prevé concretar en 2007 con el inicio de la venta de acciones, marcará un hito en la historia de Ecopetrol y se convertirá en la plataforma para fortalecer la empresa durante los próximos años.



#### **6.4.2 Dictamen del Revisor Fiscal estados financieros 2006**

Informe del Revisor Fiscal

A los Accionistas de  
**ECOPETROL**

He auditado el balance general consolidado adjunto de Ecopetrol (la Empresa), y las compañías subordinadas (Black Gold Re Ltd. y Oleo é Gas Do Brasil Ltda., constituidas en 2006) al 31 de diciembre de 2006 y los correspondientes estados consolidados de actividad financiera, económica y social, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha. Los mencionados estados contables consolidados son responsabilidad de la Administración de la Empresa. Mi responsabilidad es la de expresar una opinión sobre los mismos fundamentado en mi auditoría. No he auditado los estados financieros de Black Gold Re Ltd. los cuales fueron auditados por otro auditor independiente quien emitió su opinión sin salvedades el 22 de enero de 2007 y sus montos no son representativos frente a los de la Empresa. Los estados financieros de 2005 se presentan sólo para fines comparativos con los de 2006.

He efectuado mi auditoría de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Las citadas normas requieren que una auditoría se planifique y lleve a cabo para obtener seguridad razonable en cuanto a si los estados contables consolidados están libres de errores de importancia. Una auditoría incluye el examen, sobre una base de pruebas, de la evidencia que respalda las cifras y las revelaciones en los estados contables consolidados. Asimismo, incluye una evaluación de los principios de contabilidad adoptados y de las estimaciones de importancia efectuadas por la Administración, así como de la presentación en su conjunto de los estados contables consolidados. Considero que mi auditoría proporciona una base razonable para emitir mi opinión.

En mi opinión, los estados contables consolidados antes mencionados presentan razonablemente, en todos sus aspectos de importancia, la situación financiera consolidada de Ecopetrol y sus subordinadas al 31 de diciembre de 2006, los resultados consolidados de actividad financiera, económica y social, los cambios en su situación financiera y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con los principios de contabilidad pública generalmente aceptados en Colombia, promulgados por la Contaduría General de la Nación.

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-530

Bogotá, D.C.  
22 de febrero de 2007

**6.4.3 Estados financieros comparativos a diciembre de 2006 y 2005**

**ECOPETROL**  
**BALANCE GENERAL CONSOLIDADO**  
31 de diciembre de 2006 y 2005  
(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos)

	31 de diciembre de	
	2006	2005
	(En millones de pesos)	
<b>Activos</b>		
<b>Activos corrientes:</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo (Notas 2 y 3)	\$ 630,244	\$ 721,899
Inversiones (Notas 2 y 4)	2,959,319	1,825,365
Cuentas y documentos por cobrar (Nota 5)	1,336,319	959,530
Inventarios (Nota 6)	996,361	759,664
Anticipos, avances y depósitos (Nota 7)	1,354,247	1,049,034
Gastos pagados por anticipado	9,739	29,371
<b>Total activos corrientes</b>	<b>7,286,229</b>	<b>5,344,863</b>
Inversiones (Nota 4)	2,808,690	1,616,640
Cuentas y documentos por cobrar (Nota 5)	159,918	160,198
Anticipos, avances y depósitos (Nota 7)	300,104	290,478
Propiedad, planta y equipo, neto (Nota 8)	5,833,982	5,845,022
Recursos naturales y del ambiente, neto (Nota 9)	3,780,390	3,155,587
Recursos entregados en administración (Nota 10)	8,960,897	8,618,698
Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera FAEP (Nota 11)	3,844,167	3,187,887
Cargos diferidos y otros activos (Nota 12)	3,426,594	2,570,252
Valorizaciones (Nota 19)	5,736,751	1,875,192
<b>Total activos</b>	<b>\$42,137,722</b>	<b>\$32,664,817</b>
<b>Pasivos y patrimonio</b>		
<b>Pasivos corrientes:</b>		
Obligaciones financieras (Nota 13)	\$ 42,874	\$ 100,459
Cuentas por pagar y vinculados (Nota 14)	761,720	676,707
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar (Nota 15)	2,037,747	1,735,110
Obligaciones laborales (Nota 16)	534,750	489,622
Pasivos estimados y provisiones (Nota 17)	605,337	498,050
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>3,982,428</b>	<b>3,499,948</b>
Obligaciones financieras a largo plazo (Nota 13)	–	62,428
Cuentas por pagar a largo plazo (Nota 14)	50,018	74,641
Obligaciones laborales a largo plazo (Nota 16)	9,647,256	9,148,756
Ingresos diferidos – Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera FAEP (Nota 11)	3,844,167	3,187,887
Pasivos estimados y provisiones (Notas 9 y 17)	2,839,171	2,335,699
Otros pasivos a largo plazo (Nota 18)	938,935	1,070,207
Interés de la minoría	1	–
Patrimonio (Nota 19 y ver estado adjunto)	20,835,746	13,285,251
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>\$42,137,722</b>	<b>\$32,664,817</b>
Cuentas de orden (Nota 20)	\$65,128,654	\$30,249,762

Véanse las notas adjuntas.

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JAVIER G. GUTIÉRREZ PEMBERTHY**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JORGE HERNANDO MARTÍNEZ JAIME**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 14471-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-53f  
(Véase mi informe del 22 de febrero de 2007)

**ECOPETROL**  
**Estados Consolidados De**  
**Actividad Financiera, Económica y Social**

	Año terminado el	
	31 de diciembre de	
	2006	2005
	(En millones de pesos colombianos, Excepto la utilidad neta por acción)	
Ingresos (Nota 21):		
Ventas nacionales	\$11,300,001	\$ 9,551,605
Ventas en el exterior	7,089,964	5,961,298
Total ingresos	18,389,965	15,512,903
Costo de ventas (Nota 22)	11,948,974	9,740,885
	6,440,991	5,772,018
Gastos operacionales (Nota 23):		
Administración	353,019	337,261
Comercialización	1,332,140	936,372
Utilidad operacional	4,755,832	4,498,385
Ingresos (gastos) no operacionales:		
Ingresos financieros, neto (Nota 24)	683,436	1,532,212
Gastos de jubilados (Notas 16 y 25)	(829,191)	(765,504)
Ganancia por inflación (Nota 26)	56,166	58,961
Otros ingresos (egresos), neto (Nota 27)	224,899	(1,035,724)
Utilidad antes de impuesto sobre la renta	4,891,142	4,288,330
Impuesto sobre la renta (Nota 15):		
Corriente	1,456,268	1,246,325
Ajustes de períodos anteriores	38,526	—
Diferido	4,975	(211,751)
Utilidad neta del año	1,499,769	1,034,574
	\$ 3,391,373	\$ 3,253,756
Utilidad neta por acción	\$ 79,891	\$ 76,648

Véanse las notas adjuntas.

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JAVIER G. GUTIÉRREZ PEMBERTHY**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JORGE HERNANDO MARTÍNEZ JAIME**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 14471-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-531  
(Véase mi informe del 22 de febrero de 2007)

**ECOPETROL**  
**Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio**

	Capital Suscrito y Pagado	Aporte de la Nación en Especie	Reserva Legal Y Otras	Patrimonio Institucional Incorporado	Superávit por Valorizaciones	Utilidades Acumuladas	Total Patrimonio
<i>(En millones de pesos colombianos, excepto el dividendo por acción)</i>							
Saldo al 31 de diciembre de 2004	\$4,244,943	\$ 699,219	\$1,249,122	\$17,682	\$1,679,399	\$ 2,110,506	\$10,000,871
Aporte de la Nación en reservas de hidrocarburos	-	1,345,379	-	-	-	-	1,345,379
Apropiación a reservas	-	-	598,506	-	-	(598,506)	-
Distribución de aportes a la ANH	-	-	-	-	-	(214,000)	(214,000)
Apropiación a patrimonio institucional incorporado	-	-	-	1,452	-	-	1,452
Distribución de dividendos (\$30,577 por cada acción)	-	-	-	-	-	(1,298,000)	(1,298,000)
Superávit por valorización	-	-	-	-	195,793	-	195,793
Utilidad neta del año	-	-	-	-	-	3,253,756	3,253,756
Saldo al 31 de diciembre de 2005	4,244,943	2,044,598	1,847,628	19,134	1,875,192	3,253,756	13,285,251
Aporte de la Nación en reservas de hidrocarburos	-	2,374,512	-	-	-	-	2,374,512
Apropiación a reserva legal	-	-	325,376	-	-	(325,376)	-
Apropiación para programas de inversión	-	-	821,708	-	-	(821,708)	-
Distribución de aportes a la ANH	-	-	-	-	-	(106,672)	(106,672)
Apropiación a patrimonio institucional incorporado	-	-	-	29,723	-	-	29,723
Distribución de dividendos (\$47,114 por cada acción)	-	-	-	-	-	(2,000,000)	(2,000,000)
Superávit por valorización	-	-	-	-	3,861,559	-	3,861,559
Utilidad neta del año	-	-	-	-	-	3,391,373	3,391,373
Saldo al 31 de diciembre de 2006	\$4,244,943	\$4,419,110	\$2,994,712	\$48,857	\$5,736,751	\$ 3,391,373	\$20,835,746

Véanse las notas adjuntas.

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JAVIER G. GUTIÉRREZ PEMBERTHY**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JORGE HERNANDO MARTÍNEZ JAIME**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 14471-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-530  
(Véase mi informe del 22 de febrero de 2007)

**ECOPETROL**  
**Estados Consolidados de Flujos de Efectivo**

	Año terminado el 31 de diciembre de	
	2006	2005
	(En millones de pesos)	
Actividades de operación		
Efectivo recibido de clientes	\$18,410,244	\$15,597,896
Efectivo de intereses financieros	519,309	1,522,230
Otros pagos	259,106	(1,038,396)
Ingresos por reintegros y rendimientos FAEP	80,611	67,830
Pago de intereses financieros	1,424	(64,411)
Efectivo pagado a proveedores y contratistas	(7,528,563)	(5,599,323)
Pago por regalías y otras contribuciones	(4,101,696)	(3,699,912)
Pago de impuestos sobre la renta y otros	(2,040,025)	(849,128)
Pago de salarios, prestaciones sociales y seguridad social	(735,537)	(613,193)
Pagos para pensiones de jubilación y traslados a fondos	(885,695)	(2,793,208)
Efectivo neto provisto por actividades de operación	3,979,178	2,530,385
Actividades de inversión		
Aumento neto de inversiones	(2,326,004)	(494,094)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1,162,165)	(190,826)
Adiciones de propiedad, planta y equipo	(760,215)	(1,064,770)
Efectivo neto usado en las actividades de inversión	(4,248,384)	(1,749,690)
Actividades de financiación		
Distribución de utilidades	(2,000,000)	(1,298,000)
Pago de obligaciones financieras	(120,013)	(74,783)
Reservas patrimoniales	(106,672)	(214,000)
Aportes de la Nación	2,374,512	1,345,379
Patrimonio institucional incorporado	29,723	1,452
Aumento del interés minoritario	1	-
Efectivo neto provisto por (usado en) las actividades de financiación	177,551	(239,952)
Aumento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	(91,655)	540,743
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	721,899	181,156
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	\$ 630,244	\$ 721,899

Véanse las notas adjuntas.

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JAVIER G. GUTIÉRREZ PEMBERTHY**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JORGE HERNANDO MARTÍNEZ JAIME**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 14471-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-53f  
(Véase mi informe del 22 de febrero de 2007)

**ECOPETROL**  
**Estados Consolidados de Cambios en la Situación Financiera**

	Año terminado el	
	31 de diciembre de	
	2006	2005
	(En millones de pesos)	
Recursos financieros provistos por:		
Utilidad neta del año	\$ 3,391,373	\$ 3,253,756
Partidas que no afectan el capital de trabajo:		
Depreciación y amortización	1,308,617	1,386,343
Provisión para pensiones de jubilación	538,528	503,125
Pasivos estimados y provisiones	503,472	509,085
Provisión impuesto de renta diferido	(760,638)	(230,779)
Total provisto por las operaciones	4,981,352	5,421,530
Aportes de capital	2,374,512	1,345,379
Patrimonio institucional incorporado	29,723	1,452
Disminución de deudores	280	-
Aumento del interés minoritario	1	-
Disminución de inversiones	-	85,626
Disminución de cuentas por pagar a largo plazo	-	67,765
	7,385,868	6,921,752
Recursos financieros aplicados a:		
Distribución de utilidades	(2,000,000)	(1,298,000)
Aumento de inversiones	(1,192,050)	-
Adiciones a recursos naturales y del ambiente	(1,162,165)	(190,826)
Adiciones de propiedad, planta y equipo	(760,215)	(1,064,770)
Mayores recursos entregados en administración	(342,199)	(2,296,583)
Aumento de otros activos	(153,419)	(6,679)
Pagos contra reservas patrimoniales	(106,672)	(214,000)
Aumento de otros pasivos	(73,557)	-
Disminución de obligaciones financieras a largo plazo	(62,428)	(71,995)
Disminución de obligaciones laborales a largo plazo	(40,028)	(37,287)
Aumento de deudores a largo plazo	(24,623)	(38,091)
Aumento de anticipos, avances y depósitos	(9,626)	(80,037)
Disminución de otros pasivos	-	(81,145)
	(5,926,982)	(5,379,413)
Aumento del capital de trabajo	\$ 1,458,886	\$ 1,542,339
Cambios en los componentes del capital de trabajo:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ (91,655)	\$ 540,743
Inversiones	1,133,954	579,720
Cuentas y documentos por cobrar	376,789	307,823
Inventarios	236,697	189,150
Anticipos, avances y depósitos	305,213	(42,732)
Gastos pagados por anticipado	(19,631)	(18,993)
Obligaciones financieras	57,585	2,788
Cuentas por pagar	(85,013)	632,111
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	(302,638)	(405,274)
Obligaciones laborales	(45,128)	(38,595)
Pasivos estimados y provisiones	(107,287)	(204,402)
Aumento del capital de trabajo	\$ 1,458,886	\$ 1,542,339

*Véanse las notas adjuntas.*

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JAVIER G. GUTIÉRREZ PEMBERTHY**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JORGE HERNANDO MARTÍNEZ JAIME**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 14471-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-53  
(Véase mi informe del 22 de febrero de 2007)

**6.4.4 Notas a los estados financieros por los años terminados en diciembre de 2006 y 2005**

**ECOPETROL**  
**Notas a los Estados Contables Consolidados**  
**31 de diciembre de 2006 y 2005**

*(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos a menos que se indique lo contrario, excepto los valores en otras monedas, las tasas de cambio y utilidad por acción que están expresadas en pesos unitarios.)*

**NOTA 1. ENTE ECONÓMICO Y PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES**

**Entidad Reportante**

Ecopetrol, (en adelante Ecopetrol o la Empresa) fue constituida mediante Ley 165 de 1948 y transformada mediante el Decreto Extraordinario 1760 de 2003 a una sociedad pública por acciones, 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 normatividad que resulte aplicable. El domicilio principal es Bogotá D.C., y podrá establecer subsidiarias, sucursales y agencias en el territorio nacional y en el exterior.

Mediante decreto de transformación N° 1760 del 27 de junio de 2003, se escindió de la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol), la administración integral de las reservas de hidrocarburos propiedad de la Nación, y la administración de los activos no estratégicos representados en acciones y participaciones en sociedades; además, se modificó su estructura orgánica y se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) quien desde entonces emite y desarrolla la política petrolera de Colombia, (anteriormente responsabilidad de Ecopetrol) y la Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A., que recibió activos no estratégicos de propiedad de Ecopetrol en ese momento.

La Ley 1118 del 27 de diciembre de 2006 modificó la naturaleza jurídica de Ecopetrol, y autorizó a la Empresa para emitir acciones para que sean colocadas en el mercado y puedan ser adquiridas por personas naturales o jurídicas. Una vez emitidas y colocadas, total o parcialmente, las acciones, la sociedad quedará organizada como una Sociedad de Economía Mixta de carácter comercial, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

Al 31 de diciembre de 2006, la Empresa mantiene vigentes obligaciones relacionadas con 163 contratos de exploración, explotación y producción que cubren las operaciones así:

Modalidad	Número
Exploración	29
Explotación	52
Producción	58
Campos descubiertos no desarrollados	15
Producción Incremental	5
Servicio de producción con riesgo	2
Colaboración Empresarial	1
Servicios y colaboración técnica	1
	<b>163</b>

Del total de dichos contratos Ecopetrol es operador en 8 de ellos, como se detalla a continuación:

Modalidad	Número
Exploración	2
Producción Incremental	4
Colaboración Empresarial	1
Servicios y colaboración técnica	1
	<b>8</b>

La Empresa opera directamente 112 campos; 103 son operados por socios estratégicos, en acuerdos establecidos en los contratos de asociación vigentes; la Empresa en su estrategia de fortalecimiento y desarrollo económico, ha adjudicado 17 campos menores no desarrollados e inactivos cuyo propósito es el de garantizar la operación de campos pequeños y sin grandes reservas, pero que potencialmente incrementan el portafolio de la Empresa. Actualmente existen 56 campos en la fase de pruebas extensas de producción; 26 campos en producción incremental; 30 campos en solo riesgo; 5 campos en concesión y 7 campos en bajo riesgo.

Ecopetrol posee una participación del 49% en el Oleoducto del Alto Magdalena, 44% en el Oleoducto de Colombia, 35% en el Oleoducto Central y 50% en el Oleoducto Caño Limón Coveñas, administrados y/o gerenciados por la Sucursal en Colombia de Hocol S.A.; Oleoducto de Colombia S.A.; Ocesa S.A.; y, Ecopetrol, respectivamente. Los tres últimos oleoductos son operados por Ecopetrol.

La operación de los contratos de asociación, encomendada a socios privados, tiene una etapa de exploración de tres años, prorrogables hasta seis, con diferentes obligaciones de acuerdo con cada contrato. En caso de resultar positivas las exploraciones y aceptada la comercialidad del campo, Ecopetrol reembolsa, con la producción del campo, los costos directos de perforación y de desarrollo de los pozos productivos, en proporción a su porcentaje de participación según el contrato.

La etapa de desarrollo y explotación de los contratos de asociación dura 22 años a partir de la fecha de terminación del período de la exploración, sin exceder de 28 años la vigencia del contrato; a menos que se convenga una extensión bilateral. La producción extraída se distribuye en la generalidad de los casos así: 50% entre los asociados privados y el 50% restante a Ecopetrol, una vez descontado el 20% de regalías. En las mismas proporciones se distribuyen los costos de desarrollo y producción.

Los costos y gastos en que se incurren y las inversiones y obligaciones que se adquieren en el cumplimiento de las operaciones de los campos comerciales y otros ingresos percibidos, son causados por el operador de la cuenta conjunta y facturados o distribuidos mensualmente, de acuerdo con los porcentajes de participación establecidos en cada contrato de asociación.

A la finalización de los contratos de asociación las empresas privadas deben dejar en producción los pozos que a tal fecha sean productores y entregar a la Nación de manera gratuita todas las construcciones y demás propiedades inmuebles y todos los bienes adquiridos en desarrollo de los contratos. Tales bienes eran parte del aporte de la Nación a Ecopetrol al momento de la reversión.

En la modalidad de solo riesgo, Ecopetrol no acepta la existencia de un campo comercial por lo que las empresas privadas tienen derecho a ejecutar los trabajos que estimen necesarios para la explotación del campo y de reembolsarse hasta el 200% del costo total invertido en tales trabajos por su cuenta y riesgo. El reembolso se hace con los hidrocarburos producidos menos las regalías correspondientes. Las demás condiciones son las aplicadas en contratos de asociación con comercialidad declarada.

#### **Principios de Consolidación**

Los estados financieros consolidados incluyen los de Ecopetrol (Compañía Matriz), Black Gold Re Ltd. y Oleo é Gas Do Brasil Ltda. (conjuntamente compañías subordinadas), en las cuales su participación directa es del 100% y el 99,98%, respectivamente. Las subordinadas se incluyen en los estados financieros consolidados en 2006, de adquisición. Dichos estados financieros se consolidaron por el método de integración global y se han eliminado todas las transacciones y saldos de importancia entre compañías. Las políticas y métodos de contabilidad de la Compañía Matriz y las filiales son homogéneos y no requieren ajustes al 31 de diciembre de 2006.

#### **Base de Presentación**

Los estados contables consolidados adjuntos han sido preparados de los registros contables, los cuales se mantienen bajo la norma del costo histórico, modificada desde 1992 por las normas legales de la Contaduría General de la Nación (CGN) para reconocer el efecto de la inflación en determinadas cuentas no monetarias del balance general hasta el 31 de diciembre de 2001, incluyendo el patrimonio. La CGN autorizó a Ecopetrol para no aplicar el sistema de ajustes por inflación contable a partir del 1 de enero de 2002.

La preparación de los estados contables consolidados se hizo bajo normas y principios de contabilidad impartidos por la CGN y otras disposiciones legales. Los referidos principios pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otras normas y organismos de control del Estado y los conceptos sobre asuntos específicos emitidos por la CGN prevalecen frente a los principios de contabilidad pública generales. Para el reconocimiento contable de los hechos financieros, económicos y sociales se aplicó la base de causación y para el reconocimiento de la ejecución presupuestal se utilizó la base de caja en los ingresos y el compromiso en los gastos.

La Empresa registra en su sistema contable las cuentas de planeación y presupuesto, las cuales incluyen los valores aprobados y ejecutados contenidos en los planes de desarrollo y en el presupuesto de ingresos y gastos. De esta manera, se integran los hechos financieros, económicos y sociales planeados y presupuestados en sus diferentes etapas de ejecución acorde con la Ley Orgánica de Presupuesto.

#### **Segmentos**

La Empresa opera en cinco segmentos principales de actividad: exploración, producción, refinación, transporte y comercialización.

#### **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.

Los estados contables consolidados desglosan los rubros según lo establecido en las normas legales y, aquellos que representan el 5% ó 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 puede contribuir a una mejor interpretación de la información financiera.

#### **Uso de Estimaciones**

La preparación de estados contables consolidados de acuerdo con principios de contabilidad pública, requiere que la Administración de la Empresa haga estimaciones y presunciones que podrían afectar los importes registrados de los activos, pasivos, los resultados del año y las notas adjuntas. Los valores actuales de mercado podrían diferir de dichas estimaciones.

#### **Transacciones en Moneda Extranjera**

Las transacciones en moneda extranjera se efectúan según las normas legales vigentes y se registran a las tasas de cambio aplicables en la fecha que ocurren. Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de mercado de \$2,238.79 y \$2,284.22 por US\$1 al 31 de diciembre de 2006 y 2005, respectivamente.

El ajuste por diferencia en cambio generado por los pasivos en moneda extranjera es registrado contra resultados del año, salvo cuando tal ajuste sea imputable a costos de adquisición de activos que estén en construcción y hasta que se encuentren en condiciones de utilización.

La Empresa, en el desarrollo de las actividades de exploración y producción petrolera tiene libertad en el manejo de las divisas que recibe; y, además puede adquirir las divisas que necesita en el mercado local por pertenecer al régimen general cambiario.

#### **Efectivo y Equivalentes de Efectivo**

El efectivo y los equivalentes de efectivo están representados por el disponible en bancos y las inversiones de alta liquidez con vencimiento dentro de los tres meses siguientes a su adquisición.

#### **Instrumentos Financieros Derivados**

La Empresa ha efectuado acuerdos de cobertura de tasas de interés para protegerse de las variaciones en tasas fijas frente a las tasas variables de las obligaciones financieras. La diferencia entre los montos pagados y los ingresos recibidos bajo operaciones de cobertura es reconocida como gastos financieros de la deuda. Ecopetrol no utiliza estos instrumentos financieros con propósitos especulativos.

Las operaciones de cobertura se llevan a cabo con bancos y otras contrapartes con calificación de riesgo crediticio superior o igual a AA+.

La Empresa hace evaluaciones periódicas en función al riesgo de mercado de las operaciones de cobertura y conjuntamente con la Junta Directiva y la Administración determinan la necesidad de prórroga o cancelación anticipada de los contratos suscritos, cuando estos resultan inefectivos; en caso de cancelación los efectos financieros y contractuales son reconocidos en los resultados del período.

#### **Inversiones**

Las inversiones de renta fija se registran inicialmente al costo y mensualmente se ajustan a su valor de mercado afectando los resultados del año. Para efectos de la valoración, las inversiones de renta fija y variable se clasifican en negociables y no negociables. El valor de mercado de las inversiones de renta fija se determina mediante cálculo del valor presente de los flujos futuros de capital e intereses, descontados a una tasa de interés de mercado que incluye la determinación de la tasa básica y del margen de solvencia del emisor.



El valor de mercado de las inversiones de renta variable se determina con base en su cotización en bolsa, su grado de bursatilidad, el valor intrínseco para aquellas que no se negocian en bolsa y la participación en la sociedad receptora de la inversión, y se compara con su costo al cierre del año con el fin de determinar la valorización y/o provisión correspondiente.

#### Cuentas de Dudoso Recaudo

La provisión para cuentas de dudoso recaudo se revisa y actualiza al final de cada año, según el análisis de saldos por edades y evaluaciones de cobrabilidad de las cuentas individuales. La Empresa realiza las gestiones administrativas y jurídicas necesarias para recuperar la cartera en mora, así como la liquidación y cobro de los intereses a los clientes que incumplan las políticas de pago.

#### Inventarios

Los inventarios están valuados al menor entre el valor de mercado y el costo promedio; y costo real incurrido para los inventarios en tránsito. Al cierre del año se calculan provisiones para reconocer la obsolescencia de los materiales y la pérdida del valor de mercado.

Los materiales y suministros provenientes de operaciones asociadas, son administrados por los operadores de los contratos de asociación y reportados a través de la cuenta conjunta a su costo de adquisición, de acuerdo con sus orígenes monetarios; estos materiales son valuados al costo promedio. Los consumos de inventarios son imputados a la operación conjunta como gasto o inversión, según corresponda.

#### Propiedad, Planta y Equipo y Depreciación

La propiedad, planta y equipo se registra a su costo ajustado por inflación hasta 2001, el cual incluye gastos financieros y las diferencias de cambio por adquisiciones en moneda extranjera hasta la puesta en servicio del activo. Cuando se vende o retira un activo, el costo ajustado y la depreciación acumulada son cancelados y cualquier pérdida o ganancia es reconocida en los resultados del año.

La depreciación se calcula por el método de línea recta, con base en la vida útil de los activos sobre el total del costo de adquisición. Las tasas anuales de depreciación utilizadas son:

	%
Edificaciones y ductos (*)	5
Plantas y equipos	10
Equipo de transporte	20
Equipo de cómputo	33.3

(\*) Excepto Caño Limón Coveñas, el cual se deprecia a la tasa del 10% y, el Poliducto de Oriente, que se deprecia bajo el método de saldos decrecientes a partir de 2005.

La utilidad o pérdida en la venta o retiro de la propiedad, planta y equipo es reconocida en los resultados del año en que se efectúa la transacción. Los desembolsos normales por mantenimiento y reparaciones son incluidos en gastos y aquellos significativos que mejoran la eficiencia o extienden la vida útil son capitalizados.

#### Recursos Naturales y del Ambiente

La Empresa emplea un método similar al internacionalmente reconocido de esfuerzos exitosos para la contabilización de las inversiones en áreas en proceso de exploración y explotación, las cuales se amortizan por el método de unidades técnicas de producción sobre la base de las reservas probadas desarrolladas por campo, de acuerdo con estudios técnicos elaborados internamente por el Departamento de Yacimientos de la Empresa y aprobados por el comité de reservas, quienes siguen metodologías de estimación recomendadas por organizaciones internacionales de especialistas en reservas de hidrocarburos. Los costos de pozos secos exploratorios y los costos de estudios geológicos y geofísicos en áreas en evaluación se tratan como gastos del período en que se determina el resultado de los pozos. Una vez completados los pozos de perforación exitosa, los costos de elementos tangibles forman parte de la propiedad, planta y equipo, al igual que los costos de intangibles de las inversiones petrolíferas.

La Empresa registró como yacimientos y aforos los aportes de la Nación representados en las reservas de crudo y gas provenientes de las reversiones de áreas petrolíferas a favor del Estado. Las reservas se valorizaron mediante el modelo técnico económico, donde el valor por barril resultó de la relación del valor presente neto obtenido a una tasa de descuento y del total de reservas probadas en la fecha del aporte. El agotamiento se calcula con base en los barriles producidos por el costo por barril, calculado en la fecha de reversión, adicionado con el ajuste por inflación acumulado hasta el 31 de diciembre de 2001.

A partir de 2000, el valor de las reservas extraídas por la Empresa, en forma directa o en asociación con terceros, constituyen costos de producción y un aporte en especie al capital, de acuerdo con la metodología de valuación del Decreto 2625 de 2000, exceptuando las reservas de concesiones o asociaciones que ya hubieren sido contabilizadas como yacimientos y aforos según Decreto 1209 de 1994. De igual manera se aplica esta metodología a los aportes de la Nación enunciados en el Decreto Extraordinario 1760 de junio de 2003, a partir de su vigencia.

#### Deterioro en Valor de Activos de Larga Vida

Al final de cada año se revisa el valor neto de los activos de larga vida que se mantienen y utilizan, incluyendo aquellos a ser desmantelados, cuando ocurren circunstancias o cambios indicativos de que el valor según libros podría no ser recuperable. El registro de provisiones coincide usualmente con la formalización de un plan de acción por parte de Ecopetrol, que incluye entre otros la oferta a terceros de dichos activos.

#### Fiducias Mercantiles

Las fiducias mercantiles comprenden los fondos con destinación específica, entregados en fiducia como patrimonios autónomos, para el pago de las obligaciones pensionales o para el fondo de autoseguro. Se contabilizan como ingreso los rendimientos, netos de los correspondientes gastos de administración. Los rendimientos financieros son estimados con base en la valoración a precios de mercado y el método establecido por la Superintendencia Financiera.

#### Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera "FAEP"

El Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP) de disponibilidad restringida, sólo constituye ingreso para Ecopetrol en la medida del reintegro efectivo por parte del Banco de la República y proporcionalmente a la disminución de los niveles de producción de los campos Cusiana, Cupiagua y Caño Limón. Además, no puede utilizarse como garantía de créditos antes de su percepción efectiva.

A partir del 1 de enero de 2004, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) controla y registra el ahorro y desahorro que le corresponde, calculado en función de la producción.

### **Cargos Diferidos y Otros Activos**

Los cargos diferidos y otros activos incluyen los costos de mantenimiento y reparaciones mayores de plantas, tanques y equipos, los cuales son amortizados por el método de línea recta en el tiempo estimado, de dos a cuatro años, en que estos costos generarán beneficios.

El 70% del valor facturado por los contratistas, según contratos BOMT (construcción, operación, mantenimiento y transferencia), se reconoce como cargo diferido, amortizable según las condiciones previstas en la Ley 401 de 1997 y el Decreto 958 de 1998, en función de los pagos efectivamente percibidos de Ecogás.

La corrección monetaria atribuible a cuentas no monetarias (incluyendo el patrimonio), vinculadas a actividades de exploración y desarrollo, se contabilizó como activo o pasivo diferido hasta el 31 de diciembre de 2001, y se trasladan a los resultados durante el período de amortización y/o depreciación de los activos que la originaron y en un término que no excede 10 años.

### **Valorizaciones**

#### **a. Inversiones**

Las valorizaciones y el superávit por valorización de inversiones corresponden a la diferencia entre el costo ajustado por inflación y el valor intrínseco o su precio de cotización en bolsa.

#### **b. Propiedad, planta y equipo**

Las valorizaciones y el superávit por valorización de propiedad, planta y equipo forman parte del patrimonio, y 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 para planta y equipo, determinado por peritos inscritos en la lonja o por el Departamento de Ingeniería de la Empresa, respectivamente. Si el estudio técnico resulta inferior al costo neto, la diferencia se contabiliza como menor valor de la valorización hasta agotarla, y cualquier exceso como desvalorización, sin perjuicio que el saldo de la cuenta llegue a ser contrario a su naturaleza, y sin afectar el estado de actividad financiera, económica y social de la Empresa.

### **Impuesto sobre la Renta**

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tasa oficial del 35% (más el 10% de sobretasa) por el método de causación, sobre la mayor entre la renta presuntiva o la renta líquida 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 crédito o débito, respectivamente, siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán y en el caso del activo, que en ese momento se generará suficiente renta gravable para recuperar el impuesto diferido activo. En 2006, esto incluyó el reconocimiento del ajuste del impuesto de renta diferido efectuado sobre las diferencias temporales originadas en los ajustes por inflación, en atención al concepto emitido por la Contaduría General de la Nación en respuesta al expediente 20061-57056 de 2006.

El impuesto sobre la renta se presenta neto, luego de deducir los anticipos pagados y las retenciones en la fuente a favor.

### **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 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 prevén 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.

Ecopetrol tiene su propio régimen de pensiones, consignado en su convención colectiva de trabajo y en el Acuerdo 01 de 1977. El cálculo actuarial incluye empleados activos con contrato a término indefinido, jubilados y herederos, para los conceptos de pensiones, salud y educación; los empleados temporales, activos y retirados, para los bonos pensionales. El cálculo de los bonos está regulado por los Decretos 1748 de 1995, 1474 de 1997 y 876 de 1998; y, de acuerdo con la Ley 100 de 1993 y su decreto reglamentario.

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, la cual es obtenida con base en la experiencia de la Empresa durante el año. Igualmente, se considera la experiencia de Ecopetrol para el cálculo de los auxilios educacionales, considerando el costo promedio anual de cada una de las Gerencias, subdivididos de acuerdo con la clase de estudios: preescolar, primaria, bachillerato y universidad.

En caso de retiro injustificado, el empleado tiene derecho a recibir pagos adicionales que varían de acuerdo con el tiempo de servicio y el salario.

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 de 2003 determinó que a los trabajadores de Ecopetrol que ingresaron a partir del 29 de enero de 2003 se les aplicará lo dispuesto en el Régimen General de Pensiones de Seguridad Social.

### **Regalías**

Las regalías representan la contraprestación por la explotación de los recursos naturales no renovables, de propiedad de la Nación, determinadas conforme a los respectivos términos, condiciones y requisitos según las normas legales vigentes de minas y de petróleos y en los contratos de asociación. Estos se pagan sobre toda producción de petróleo y gas de Ecopetrol y sus asociados. Ecopetrol en su calidad de agente recaudador recibe regalías de sus asociados en petróleo y gas y entrega su equivalente en efectivo a la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Con la entrada en vigencia del Decreto Extraordinario 1760 de 2003, Ecopetrol recauda y comercializa los volúmenes de las regalías provenientes de operaciones directas y contratos suscritos con anterioridad al 31 de diciembre de 2003; función transferida a la ANH, sobre los contratos celebrados a partir del 1° de enero de 2004.

### **Reconocimiento de Ingresos, Costos y Gastos**

Los ingresos por ventas de petróleo crudo, gas, productos refinados y petroquímicos así como los ingresos por servicios de transporte, se reconocen cuando los productos son despachados conforme a los términos de la venta; y, en los demás casos, en el momento que se han devengado y nace el derecho cierto, probable y cuantificable de exigir su pago. Los costos y gastos se contabilizan al recibo de los bienes o servicios o cuando existe la certeza de la ocurrencia de un hecho económico. Se registran como otros gastos no operacionales los faltantes y pérdidas de combustible por robos y voladuras.

De acuerdo con la Ley 209 de 1995, los traslados efectuados al FAEP, sólo constituyen ingresos para Ecopetrol en la medida en que se produzca el reintegro efectivo por parte del Banco de la República por desahorros, cuando disminuyen los niveles promedio de producción de los campos involucrados; mientras que los correspondientes costos de producción forman parte de los resultados cuando se incurren.

El ingreso por intereses de mora en el recaudo de la cartera se reconoce atendiendo los principios de prudencia y realización.

#### Abandono de Campos

Incluye los costos estimados 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 de producción, sobre la base de las reservas probadas y desarrolladas. Los cambios resultantes de nuevas estimaciones del pasivo por abandono y restauración ambiental, son llevados a los resultados del ejercicio corriente. Los saldos de los pasivos por este concepto, se ajustan por diferencia en cambio.

A partir de la extensión de determinados contratos de asociación, los costos de abandono son asumidos en los porcentajes de participación establecidos en la extensión de cada uno de los contratos, los cuales a su vez, son fondeados hasta su monto total, previo acuerdo con los socios del contrato.

#### Contabilización de Contingencias

A la fecha de emisión de los estados contables consolidados pueden existir condiciones que desemboquen en pérdidas para la Empresa, pero que sólo se conocerán si en el futuro determinadas circunstancias se presentan. Dichas situaciones son evaluadas por la Gerencia 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 y los reclamos que aún no se hayan iniciado. De otra parte, la Empresa mantiene las pólizas de seguros para cubrir determinados riesgos de operación y protección de activos.

#### Riesgos e Incertidumbres

La Empresa está sujeta a ciertos riesgos de operación tales como terrorismo, hurtos de productos, cambios internacionales del precio del crudo y daños ambientales.

#### Utilidad Neta por Acción

La utilidad neta por acción se calcula con base en el promedio de las acciones en circulación durante el año.

#### Cuentas de Orden

Representan los hechos o circunstancias de las cuales pueden derivarse derechos u obligaciones que afecten a la Empresa.

### NOTA 2. ACTIVOS Y PASIVOS DENOMINADOS EN MONEDA EXTRANJERA

	2006		2005	
	(Miles)	(Millones equivalentes)	(Miles)	(Millones equivalentes)
<b>Activos:</b>				
Fondo de ahorro de estabilización petrolera - FAEP	US\$1,717,073	\$3,844,167	US\$1,395,613	\$3,187,887
Inversiones	894,917	2,003,532	654,306	1,494,579
Contratos Ecogas BOMT's	482,212	1,079,571	398,029	909,185
Fondos especiales	372,952	834,961	168,191	384,185
Clientes productos del exterior	158,215	354,209	143,474	327,727
Otros anticipos	128,800	288,356	122,684	280,236
Anticipos operaciones asociadas para inversiones	111,994	250,731	84,121	192,150
Deudores varios	74,329	166,404	79,961	182,647
Efectivo y equivalentes de efectivo	32,521	72,807	213,654	488,033
	<b>US\$3,973,013</b>	<b>\$8,894,738</b>	<b>US\$3,260,033</b>	<b>\$7,446,629</b>
<b>Pasivos:</b>				
Fondo de ahorro de estabilización petrolera - FAEP	US\$1,717,073		US\$1,395,613	\$3,187,887
Costos de abandono	605,680		419,541	958,324
Obligaciones potenciales BOMT	164,697		159,108	363,437
Financiación de asociados	104,381		119,609	273,212
Depósitos y garantías	40,968		17,260	39,426
Obligaciones financieras	19,050		56,978	130,150
Pasivos estimados y provisiones	11,926		6,724	15,359
Proveedores	1,498		2,761	6,307
	<b>US\$2,665,273</b>		<b>US\$2,177,594</b>	<b>\$4,974,102</b>

### NOTA 3. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	2006	2005
Bancos y corporaciones	\$ 596,018	\$ 167,733
Fondos especiales y rotatorios	33,690	553,646
Caja	536	520
	<b>\$ 630,244</b>	<b>\$ 721,899</b>

#### NOTA 4. INVERSIONES

	2006	2005
Corrientes:		
Renta fija:		
Inversiones en dólares:		
Depósitos a término	\$2,054,841	\$1,494,579
Fondo Latinoamericano de Reservas – FLAR (1)	464,863	–
Fondo Santiago de las Atalayas (Nota 17)	224,174	244,788
Títulos de tesorería – TES	98,376	–
Bonos y títulos de entidades privadas o del exterior	56,004	13,713
Títulos de devolución de impuestos	43,334	17,465
Bonos emitidos por el Gobierno	10,107	48,521
Otras inversiones	5,163	–
Administración de liquidez	2,457	6,299
	<b>\$2,959,319</b>	<b>\$1,825,365</b>
Largo plazo:		
Renta variable – acciones	\$ 962,064	\$ 973,462
Renta fija:		
Bonos y títulos de entidades del exterior	1,186,783	197,008
Bonos emitidos por el Gobierno	440,535	342,935
Fondo Autoseguro	152,377	145,328
Fondo Santiago de las Atalayas	128,242	83,389
Títulos de tesorería – TES	64,282	4,772
	<b>2,934,283</b>	<b>1,746,894</b>
Menos provisión para protección de inversiones (acciones de Oleoducto de Colombia S.A. y otras)	(125,593)	(130,254)
	<b>\$2,808,690</b>	<b>\$1,616,640</b>

- (1) El 17 de abril de 2006 se firmó el acta de inicio del contrato de mandato de custodia, inversión y administración correspondiente a los recursos entregados al FLAR para conformar un portafolio de inversiones. La duración del contrato fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2007 y el valor del fondo podrá incrementarse o disminuirse durante el período de ejecución del contrato, o sus prórrogas, sin llegar a ser inferior a US\$100 millones.

Las inversiones en acciones se clasifican como corrientes por la expectativa de su venta, liquidación o cesión. Un resumen de las inversiones a largo plazo de renta variable y su provisión, es como sigue:

	Número Acciones y/o Cuotas	Porcentaje Participación	Costo Histórico	Valor Mercado Intrínseco	Valorización/ (Provisión)
Oleoducto Central S.A.	1,820,824	35	\$396,021	\$ 665,903	\$ 269,882
Oleoducto de Colombia S.A.	15,925	44	181,570	56,196	(125,374)
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	6,310,980	7	169,421	362,754	193,333
Interconexión Eléctrica S.A.	58,925,480	5	69,549	348,250	278,701
Electricaribe S.A.	600,000,000	4	60,000	–	–
Invercolsa S.A. (1)	888,827,855	11	60,282	112,435	52,153
Electrocosta S.A.	180,000,000	3	18,000	–	–
Sociedad Refinería de Cartagena S.A.	489,999	49	4,900	4,900	–
Serviport	53,714,116	49	2,081	4,594	2,513
Ferticol S.A.	2,062,841	–	231	12	(219)
Postal Services S.A.	3	3	9	9	–
BBVA S.A.	2,481	–	–	–	–
Colombia Telecomunicaciones	100	–	–	–	–
			<b>\$962,064</b>	<b>\$1,555,053</b>	<b>\$ 670,989</b>

- (2) El fallo del 8 de febrero de 2007, proferido por el Juez 28 civil de Bogotá, condenó al señor Fernando Londoño a devolver el valor del paquete de acciones de Inversiones de Gases de Colombia S.A. (Invercolsa) entregado el 9 de diciembre de 1997 por el equivalente a \$9,264 millones. La Empresa solo reconocerá ingresos por dividendos una vez se conozca la sentencia final a su favor y la recuperabilidad de los valores resultantes. El 21 de febrero, el señor Fernando Londoño apeló la determinación anterior, razón por la cual, el Tribunal Superior de Bogotá asumirá el caso y fallará en segunda instancia.

En diciembre de 2006, se realizaron Asambleas Extraordinarias de las compañías Colombian Petroleum Company (Colpet), Explotaciones Cóndor S.A. y South American Gulf Oil Company (Sagoc), con el objeto de aprobar la cuenta final de liquidación, con lo cual se formalizó la liquidación definitiva de estas compañías. En el mismo mes, dichas decisiones fueron registradas en Cámara de Comercio de Bogotá, D.C, donde consta la liquidación definitiva. Esta operación tuvo un efecto neto en resultados de \$128.210 millones reconocido como ingresos no operacionales.

#### NOTA 5. CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR

	2006	2005
Parte corriente:		
Clientes:		
Nacionales	\$ 499,578	\$435,221
Del exterior	318,936	276,175
Deudores varios	187,864	85,829
Reintegros y rendimientos de inversiones	163,864	81,772

Contratos de asociación - operaciones conjuntas	120,054	<b>45,046</b>
Vinculados económicos (Nota 14)	43,080	<b>32,913</b>
Cuentas por cobrar al personal	15,086	<b>2,713</b>
Deudas de difícil cobro	7,884	<b>20,010</b>
Cientes servicios industriales	3,386	<b>5,347</b>
Documentos por cobrar	434	<b>3,264</b>
	1,360,166	<b>988,290</b>
Menos provisión para cuentas de dudoso recaudo	(10,169)	<b>(28,760)</b>
Menos provisión para cuentas por cobrar a vinculados económicos (Nota 14)	(13,678)	<b>—</b>
	<b>\$1,336,319</b>	<b>\$959,530</b>
Parte a largo plazo:		
Cavipetrol – préstamos empleados para vivienda	\$ 141,760	<b>\$143,215</b>
Vinculados económicos (Nota 14)	8,608	<b>—</b>
Cartera de créditos	4,484	<b>14,741</b>
Otros	5,066	<b>2,242</b>
	<b>\$ 159,918</b>	<b>\$160,198</b>

Determinación y clasificación de la cartera, de acuerdo con su vencimiento:

	Días de Vencimiento		
	0 - 180	Más de 360	Total
Cartera en mora (1)	\$ 1,001	\$1,507	\$ 2,508
Cartera corriente	816,006	—	816,006
	<b>\$817,007</b>	<b>\$1,507</b>	<b>\$818,514</b>
Cientes nacionales	\$498,071	\$1,507	\$499,578
Cientes del exterior	318,936	—	318,936
	<b>\$817,007</b>	<b>\$1,507</b>	<b>\$818,514</b>

(1) Incluye \$1.5 millardos en proceso de cobro jurídico.

**NOTA 6. INVENTARIOS**

	2006	2005
Crudo, gas y productos	\$ 833,243	<b>\$ 693,412</b>
Materia prima – productos en tránsito	144,728	<b>49,618</b>
Materiales de operación	17,333	<b>16,105</b>
Materiales en tránsito	1,809	<b>772</b>
	997,113	<b>759,907</b>
Menos provisión para obsolescencia, lento movimiento y diferencia en precios	(752)	<b>(243)</b>
	<b>\$ 996,361</b>	<b>\$ 759,664</b>

**NOTA 7. ANTICIPOS, AVANCES Y DEPÓSITOS**

Entidades oficiales (1)	\$ 804,601	<b>\$ 667,435</b>
Asociados en operaciones conjuntas (2)	495,626	<b>351,867</b>
Vinculados económicos (Nota 14)	302,600	<b>290,478</b>
Contratistas	23,511	<b>664</b>
Convenios	16,616	<b>14,655</b>
Anticipos a proveedores	5,190	<b>11,934</b>
Agentes de aduana	5,942	<b>2,235</b>
Trabajadores	265	<b>244</b>
	1,654,351	<b>1,339,512</b>
Parte a largo plazo (Avance de tarifas Oleoducto Central S.A.) (3)	300,104	<b>290,478</b>
	<b>\$1,354,247</b>	<b>\$1,049,034</b>

(1) Incluye transacciones con la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN por autorretenciones de renta y con las Administraciones de Hacienda Municipales de Cartagena y Barrancabermeja por los anticipos del impuesto de industria y comercio.

(2) Operaciones asociadas:

Operador	2006	2005
Asociadas:		
Petrobrás Colombia Ltd.	\$ 145,118	\$ 41,398
BP Exploration Company (Colombia) Ltd.	140,798	103,605
Petrobrás International Braspetro B.V.	26,161	19,349
Meta Petroleum Ltd.	16,742	—
Occidental de Colombia Inc.	12,914	12,600
Omimex de Colombia Ltd.	9,606	25,803
Perenco Colombia Ltd.	9,570	7,082
Nexem Petroleum Ltd.	9,506	820
Hocol S.A.	7,378	48,905

Hupecol LLC	7,210	1,795
Otras operaciones	6,991	7,585
Kappa Resources Colombia Ltd.	713	1,660
Compañía Operadora Petrocolombia S.A.	631	–
Chevron Texaco Petroleum Company	332	–
Argosy Energy Internacional	127	128
<b>Operador - Ecopetrol:</b>		
Oleoducto Caño Limón	81,110	79,887
Otras operaciones	12,691	588
Oleoducto de Colombia – Mandato	4,779	–
Riesgo compartido Catleya	1,947	–
Acuerdo Master TLU1	1,120	578
Gasoducto Opon	182	84
	<b>\$ 495,626</b>	<b>\$ 351,867</b>

- (3) El requerimiento anual de ingresos de Ocesa se vio disminuido por el efecto del impuesto al valor agregado - IVA el cual se encuentra bajo el esquema de Plan Vallejo. Por tal razón fue necesario acudir a los mecanismos previstos en el acuerdo de transporte de Ocesa los cuales contemplan la figura del Avance de Tarifa para complementar el pago de las necesidades de caja de Ocesa a cargo de sus accionistas. El avance por \$300.1 millardos (equivalentes a US\$125 millones más una porción en pesos por \$19.5 millardos) será recuperado una vez se termine el pago de las obligaciones financieras de dicha compañía previsto para 2007. Durante 2006, se giraron anticipos adicionales por \$19.5 millardos y se ajustaron los avances en USD 9.1 millones, producto de la conciliación efectuada entre Ocesa y Ecopetrol en este año.

#### **NOTA 8. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO**

	2006	2005
Terrenos	\$ 65,136	\$ 65,076
Construcciones en curso	906,924	957,598
Edificaciones	927,883	884,576
Planta y equipo	10,344,113	9,834,299
Ductos, redes y líneas	3,653,204	3,533,572
Otros activos fijos	195,567	182,759
Equipo de transporte y vías de comunicación	212,299	222,430
Equipo de cómputo	267,811	255,886
Equipo en depósito y en tránsito	534,295	415,658
	17,107,232	16,351,854
Menos depreciación acumulada	(11,176,023)	(10,404,768)
Menos provisión planta y equipo	(97,227)	(102,064)
	<b>\$ 5,833,982</b>	<b>\$ 5,845,022</b>

Las obras en ejecución cubren proyectos en desarrollo y se transfieren una vez inicien su etapa productiva y estén en condiciones de utilización.

Durante 2006, la Empresa llevó a cabo una actividad de clasificación de activos, estandarización, conteo, marcación y conciliación de información de la toma física contra los registros contables. Esta valoración la desarrolló la Empresa, utilizando diferentes variables para los fines administrativos, financieros y de riesgos; dicha evaluación fue realizada por un consultor idóneo y con experiencia en el mercado. El resultado de dicho estudio generó para efectos contables y financieros el siguiente resultado:

Concepto	Valor
Saldo inicial de la valorización de propiedad, planta y equipo	\$ 1,142,934
Valorizaciones	5,119,132
Desvalorizaciones	(1,321,897)
Saldo final de la valorización de propiedad, planta y equipo	<b>\$ 4,940,169</b>

Los resultados de dicho estudio, fueron registrados de acuerdo con la política contenida en el Plan General de Contabilidad Pública, la cual indica que cuando el valor de realización es superior al costo, se reconoce una valorización y en caso contrario se disminuye la valorización constituida hasta agotarla y más allá de ese valor se registran desvalorizaciones, sin perjuicio que el saldo neto de las valorizaciones y el superávit, sea contrario a su naturaleza.

La Gerencia se encuentra en el proceso de evaluación técnica para determinar los activos que están individualmente desvalorizados. Esta actividad estará concluida en junio de 2007.

#### **NOTA 9. RECURSOS NATURALES Y DEL AMBIENTE**

	2006	2005
Inversiones petrolíferas amortizables	\$ 8,509,583	\$ 7,708,114
Menos – amortización acumulada	(5,527,975)	(5,075,849)
	2,981,608	2,632,265
Costos de taponamiento y abandono, desmonte de facilidades y recuperación ambiental		
	1,355,991	958,324
Menos – amortización acumulada	(861,947)	(791,999)
	494,044	166,325
Yacimientos y afloros (1)	701,590	701,590
Menos – agotamiento acumulado	(538,452)	(514,885)
	163,138	186,705
Exploraciones en curso	141,600	170,292

\$ 3,780,390	\$ 3,155,587
--------------	--------------

- (1) El aforo de reservas está representado en los yacimientos recibidos de las reversiones de contratos de concesión y asociación, administrados, así:

**NOTA 9. RECURSOS NATURALES Y DEL AMBIENTE (CONTINUACIÓN)**

	2006	2005
Yacimientos y aforos:		
Gerencia Centro	\$520,218	\$520,218
Gerencia Alto Magdalena	154,514	154,514
Gerencia Oriente	26,858	26,858
	<b>\$701,590</b>	<b>\$701,590</b>

**NOTA 10. RECURSOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN**

El Decreto 2153 de 1999, obligó a la Empresa a fondear hasta el 70% de su pasivo pensional al 31 de diciembre de 1998, mediante aportes anuales desde 2000 hasta 2007. Sin embargo, de acuerdo con el Decreto Extraordinario 1760 de 2003 la Empresa podrá emitir acciones para colocarlas a nombre de sus patrimonios autónomos, en calidad de aportes destinados a cubrir sus obligaciones pensionales. Al 31 de diciembre tiene constituido los siguientes fondos de pensiones:

	2006	2005
Consortio Fidubogotá y Fiduolpatria	\$2,003,564	\$ -
Consortio Fiducaf�, Fiduprevisora y Fidupetrol	1,895,769	-
Consortio Fidupopular y Fiduoccidente	1,680,822	-
Consortio Fiduolombia y Santander Investment	1,216,310	-
Consortio Fiducomercio, Fiduvalle y BBVA	1,082,690	-
Consortio Fiduagraria, Fiduoldex y Helm Trust	1,081,742	-
Previcaf�	-	3,161,251
Fiduciaria Popular	-	2,139,651
Fiduciaria Bogotá	-	1,976,442
Fiduolombia	-	1,341,354
	<b>\$8,960,897</b>	<b>\$8,618,698</b>

Los fondos est n convenidos con contratos irrevocables a cinco años, condicionados a niveles y tipo de inversión y sujetos al control de los Comit es de Inversiones de la Empresa. El portafolio en términos reales generó un rendimiento de 3.97% anual.

Durante 2006 se consolidó la estrategia del fondeo del pasivo pensional, pasando de \$8.6 billones en 2005 a aproximadamente \$9 billones en 2006.

A diciembre de 2006, la Empresa actualizó la provisión para contingencias que había constituido en 2005 y reconoció el 100% del valor en 2006, equivalente a \$869 millardos; producto del efecto del cambio de la tasa de descuento utilizada en el cálculo actuarial, que pasa del 4,8% al 4%, según lo establecido en el Decreto 941 de 2002.

Para 2007 se tiene prevista la realización de la conmutación pensional, con la aprobación conjunta por parte del Ministerio de Hacienda y del Ministerio de Protección Social.

Comportamiento de la cobertura de los patrimonios autónomos con referencia al pasivo pensional:

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
	(En millardos)					
Pasivo pensional (Nota 16)	\$7,020	\$7,837	\$8,626	\$9,080	\$9,583	\$10,122
Patrimonios autónomos	3,239	3,769	4,590	6,322	8,618	8,961
Cobertura	46%	48%	53%	70%	90%	89%

**NOTA 11. FONDO DE AHORRO DE ESTABILIZACIÓN PETROLERA "FAEP"**

	2006	2005
Campo Cusiana y Cupiagua	\$2,529,439	\$2,327,310
Campo Caño Limón	1,314,728	860,577
	<b>\$3,844,167</b>	<b>\$3,187,887</b>

El FAEP fue constituido de acuerdo con la Ley 209 de 1995, como un sistema de manejo de cuentas en el exterior, de disponibilidad restringida y administrado por el Banco de la República. El traslado de estos recursos al Fondo tiene un carácter estrictamente temporal y como único propósito el ahorro fiscal y la estabilización macroeconómica y no significa su apropiación por parte de la Nación. Los campos de Cusiana, Cupiagua y Caño Limón son los generadores de ahorro para el Fondo. Durante 2006 el FAEP ha tenido una tasa de rendimiento anual aproximado de 4,69%. El 2 de julio de 2004 la Contadur  General de la Nación ratificó el procedimiento utilizado por la Empresa para el reconocimiento de los ingresos del FAEP y adoptó dicho procedimiento dentro del plan general de contabilidad pública para Colombia.

Resumen de la constitución, los ahorros y desahorros del Fondo:

	Cusiana Cupiagua	Caño Limón
	(Miles)	
Saldo inicial	US\$1,018,864	US\$376,749
Ahorro	110,960	210,500
Saldo final	US\$1,129,824	US\$587,249

**NOTA 12. CARGOS DIFERIDOS Y OTROS ACTIVOS**

	2006	2005
Impuesto sobre la renta diferido (Nota 15)	\$1,624,756	\$ 921,833
Contratos BOMT – Ecogás (Nota 29)	983,350	866,451
Cargos diferidos, neto	197,056	48,057
Fondo pensiones de jubilación de personal vinculado a operaciones conjuntas		
	174,791	152,376
Cargo por corrección monetaria diferida, neto	94,980	111,362
FAEP - Fondo Nacional de Regalías (1)	90,349	132,608
Gastos preoperativos (2)	80,688	169,823
Fondo de inversión en hidrocarburos de Colombia	68,079	72,734
Marcas, licencias y patentes	37,247	31,377
Mantenimiento y reparaciones mayores de plantas, tanques y equipos		
	27,540	32,782
Software	21,303	14,761
Bienes retirados	14,102	1,619
Otros	12,353	14,469
	\$3,426,594	\$2,570,252

- (1) Depósitos recibidos del FAEP a favor de Ecopetrol para atender un remanente del Fondo Nacional de Regalías y tiene como destino exclusivo el pago de las deudas vigentes al 29 de diciembre de 2000, por la financiación de proyectos y programas de desarrollo de los municipios y departamentos productores y no productores de hidrocarburos. Ecopetrol hace los desembolsos en la medida que el Ministerio de Hacienda y Crédito Público emite las respectivas aprobaciones. Las cuentas por pagar incluyen un valor equivalente como depósitos y garantías.
- (2) Al 31 de diciembre de 2006, los gastos preoperativos incluyen un neto de \$38,214, para el plan de mejoramiento de refinerías. Los costos son amortizados en cinco años, en función del beneficio económico esperado como resultado de la implantación de este programa.

**NOTA 13. OBLIGACIONES FINANCIERAS**

	Tasa de Interés 2006/2005	2006	2005	2006	2005
		(Miles)			
Deuda en moneda extranjera					
Japan Eximbank	Libor + 0,34%	US\$18,750	US\$56,250	\$41,977	\$128,487
Deuda en moneda local – Transelca S.A.	7,70%	–	–	–	31,451
Sobregiros e intereses		–	1	897	2,949
		18,750	56,251	42,874	162,887
Menos: Porción corriente		18,750	1	42,874	100,459
		US\$ –	US\$56,250	\$ –	\$ 62,428

Las obligaciones en moneda extranjera, están garantizadas directamente por la Nación Colombiana.

Vencimientos futuros de las obligaciones financieras en moneda extranjera:

Año	Miles	Pesos Equivalentes
2007	US\$18,750	\$41,977

**NOTA 14. CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON VINCULADOS ECONÓMICOS**

	2006	2005
Anticipos asociados	\$ 345,525	\$257,274
Depósitos recibidos de terceros	250,049	236,274
Reembolsos costos exploratorios	121,318	168,444
Proveedores	74,187	42,164
Acreedores varios	18,984	10,556
Vinculados económicos	1,675	36,636
	811,738	751,348
Porción corriente	761,720	676,707
	\$ 50,018	\$ 74,641

Resumen de saldos más representativos con vinculados económicos, en los cuales Ecopetrol posee inversiones o intereses directos, y que están incluidos en cuentas de deudores, proveedores y cuentas por pagar:



	Cuentas por Cobrar (*)	Cuentas por Pagar
Oleoducto Central S.A. – Anticipos de tarifas y otros	\$336,542	\$ 45
Oleoducto de Colombia S.A.	3,290	–
Ferticol S.A.	766	636
Serviport	9	31
Cavipetrol	3	868
Explotaciones Cóndor S.A.	–	95
Saldo al 31 de diciembre de 2006	\$340,610	\$ 1,675
Saldo al 31 de diciembre de 2005	\$323,391	\$36,636

Principales transacciones durante el año con vinculados económicos:

	Dividendos Recibidos	Industriales por Ventas y Servicios	Arrendamientos	Otros
Ingresos:				
Oleoducto Central S.A.	\$ 197	\$18,878	\$ 18,539	\$20,492
Transelca S.A.	11,742	–	–	–
Ferticol S.A.	–	6,369	–	326
Oleoducto de Colombia S.A.	–	4,026	–	–
Colpet	–	–	–	1,842
Cavipetrol	–	–	–	37
Sagoc	–	–	–	78
Serviport	–	–	–	3
Explotaciones Cóndor	–	–	–	2
Total 2006	\$11,939	\$29,273	\$ 18,539	\$22,780
Total 2005	\$ 3,019	\$20,432	\$ 12,592	\$ 9,399

	Pensiones de Jubilación	Costos de Producción	Costo de Ventas	Gastos Financieros	Otros
Egresos:					
Oleoducto Central S.A.	\$ –	\$ –	\$487,081	\$ –	\$ 6,380
Cavipetrol	–	–	–	–	3,480
Oleoducto de Colombia S.A.	–	2,489	–	–	266
Ferticol	–	–	–	–	8,886
Explotaciones Cóndor	–	–	–	–	3,255
Transelca S.A.	–	–	–	3,683	–
Serviport	–	–	–	–	44
Total 2006	\$ –	\$ 2,489	\$487,081	\$ 3,683	\$22,311
Total 2005	\$ 8,323	\$ –	\$453,314	\$ 3,132	\$ 5,112

#### NOTA 15. IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y TASAS POR PAGAR

	2006	2005
Impuesto sobre la renta	\$1,509,924	\$1,289,542
Regalías por pagar	268,036	265,282
Impuesto a las ventas por pagar	128,464	66,540
Impuesto global a la gasolina (1)	99,714	87,886
Retención en la fuente sobre IVA	21,826	12,562
Otros menores	5,532	6,497
Impuesto de industria y comercio y otros menores	4,251	6,801
	\$2,037,747	\$1,735,110

- (3) Este impuesto se genera con las ventas y en la fecha de emisión de la factura; en los retiros para consumo propio; y, en las importaciones en la fecha de nacionalización, de la gasolina regular, extra o ACPM. Los fondos recaudados por este impuesto se giran a favor de la Dirección del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda, los Departamentos y el Distrito Capital de Bogotá. El impuesto global se liquida con base en la participación porcentual de cada beneficiario en el consumo mensual nacional de gasolina regular y extra.

Las declaraciones del impuesto sobre la renta pueden ser revisadas por las autoridades de impuestos dentro de los dos años siguientes a su presentación. Actualmente, 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 las declaraciones de renta de 2003 y 2004, debido a que, en criterio de la DIAN, se debió incluir en su base el valor de la sobretasa de dichos años. Adicionalmente, para la declaración de renta de 1996, el Consejo de Estado evalúa la procedencia de las rentas exentas de asfaltos y el desconocimiento por parte de la DIAN de las pérdidas en las ventas de cartera. En falló de primera instancia se reconocieron las pretensiones de la Empresa en cuanto a las rentas exentas por asfaltos y se avaló la interpretación de la DIAN en relación con las pérdidas por las ventas de cartera, decisión apelada por Ecopetrol. Sin embargo, la Administración de la Empresa no espera diferencias significativas en la resolución de estas controversias.

La provisión para el impuesto de renta se determinó sobre la renta líquida fiscal, así:

	2006	2005
Impuesto de renta corriente	\$1,456,268	\$1,246,325
Impuesto de renta periodos anteriores	38,526	-
Impuesto diferido:		
Crédito	(65,396)	108,928
Débito	70,371	(320,679)
	4,975	(211,751)
	<b>\$1,499,769</b>	<b>\$1,034,574</b>

El impuesto diferido pasivo resulta principalmente de diferencias en las políticas de capitalización, amortización, depreciación y ajustes por inflación de los activos fijos, en tanto que el impuesto diferido activo por las mayores provisiones contables. El saldo de impuesto sobre la renta diferido es como sigue:

	2006	2005
Impuesto diferido activo:		
Saldo inicial	\$ 921,833	\$ 623,094
Movimiento del año	(70,371)	320,679
Movimiento de periodos anteriores – Ajustes por inflación (Véase Nota 27)	770,474	-
Otros	2,820	(21,940)
Saldo final (Nota 12)	<b>\$1,624,756</b>	<b>\$ 921,833</b>
Impuesto diferido pasivo:		
Saldo inicial	\$ 668,426	\$ 600,466
Movimiento del año	(65,396)	108,928
Movimiento de periodos anteriores	7,681	(40,968)
Saldo final (Nota 18)	<b>\$ 610,711</b>	<b>\$ 668,426</b>

Según lo establecido en el Decreto 941 de 2002 y el artículo 135 de la Ley 100 de 1993, los patrimonios autónomos constituidos para el pago de las obligaciones pensionales de la Empresa, están exentos de toda clase de impuestos, tasas y contribuciones de cualquier origen, del orden nacional. Los recursos retenidos en el FAEP no son generadores de impuestos.

Conciliación de la renta líquida fiscal:

	2006	2005
Utilidad contable antes de impuestos	\$4,891,142	\$4,288,330
Ingreso por corrección monetaria	(89,940)	8,235
Efecto de los ajustes por inflación fiscales	23,598	114,258
Costos y gastos no deducibles	227,812	302,064
Deducciones especiales y gastos fiscales deducibles	(589,051)	(626,407)
Ingresos no constitutivos de renta ni ganancia ocasional	(30,324)	(29,525)
Ingresos no gravados	(995,505)	(257,567)
Provisiones no deducibles	647,949	1,081,393
Ingreso patrimonios autónomos	482,255	(971,261)
Renta líquida	4,567,936	3,909,520
Renta neta exenta	(764,633)	(672,311)
Renta líquida fiscal	<b>\$3,803,303</b>	<b>\$3,237,209</b>
Impuesto básico de renta 35%	\$1,331,156	\$1,133,023
Sobretasa 10%	133,115	113,302
Descuentos tributarios	(8,003)	-
Impuesto a cargo	<b>\$1,456,268</b>	<b>\$1,246,325</b>

#### NOTA 16. OBLIGACIONES LABORALES

Pensiones de jubilación (1)	\$10,121,809	\$9,583,281
Vacaciones	21,312	19,968
Cesantías	20,543	16,327
Primas, bonificaciones y auxilios	13,892	10,741
Intereses bono pensional	4,450	3,777
Otros	-	1,905
Salarios por pagar	-	1,639
Intereses sobre cesantías	-	740
	10,182,006	9,638,378
Menos parte a largo plazo	9,647,256	9,148,756
Parte corriente	<b>\$ 534,750</b>	<b>\$ 489,622</b>

(1) Pasivo actuarial al 31 de diciembre de 2006:

	Cálculo Actuarial
Pensiones de jubilación	\$ 7,522,262
Salud	1,193,787
Bonos pensionales	880,068
Educación	456,279

	<b>Cálculo Actuarial</b>	
Pensiones de jubilación – operaciones conjuntas		69,413
		<b>\$10,121,809</b>

Gastos durante el año:

	2006	2005
Pensiones de jubilación	\$ 429,760	\$ 401,679
Amortización cálculo actuarial	278,686	258,132
Salud	73,288	65,962
Educación	47,457	39,731
	<b>\$ 829,191</b>	<b>\$ 765,504</b>

#### **NOTA 17. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES**

Provisión para costos de abandono, desmante de facilidades y recuperación ambiental (1)	\$ 1,355,991	\$ 958,324
Provisión obligaciones pensionales	871,029	758,686
Provisión BOMT / Comuneros (2)	668,863	711,760
Procesos judiciales (Nota 28)	305,580	195,558
Otras provisiones	137,743	26,907
Provisiones para contingencias	83,203	109,423
Pasivo estimado FAEP	22,099	73,091
	<b>3,444,508</b>	<b>2,833,749</b>
Porción corriente	605,337	498,050
	<b>\$ 2,839,171</b>	<b>\$2,335,699</b>

- (1) Durante 2006 la Empresa actualizó el estudio y análisis del pasivo estimado para futuras erogaciones de abandono, restauración ambiental y terminación de contratos y operaciones petrolíferas. El efecto de dicho estudio fue una disminución del pasivo por \$398 millones respecto al determinado en 2005, representado principalmente por el ajuste a la metodología utilizada por los socios para la determinación de la estimación, adicionalmente el efecto a la re-evaluación del peso frente al dólar del 2%.
- (2) Incluye la actualización al 31 de diciembre de 2006 por \$312 millones de la provisión creada en 2004, equivalentes al 30% de los pagos futuros pendientes a los contratistas de los BOMT, excluidos por orden del Gobierno Nacional, en el plan de pagos acordado con Ecogás, resultante de la escisión de los activos de Ecopetrol en 1997. Adicionalmente, \$356 millones 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, \$329 millones son equivalentes a la protección inicialmente reconocida por Ecopetrol, junto con la valorización del fondo donde se encuentran los recursos, y \$27 millones a los intereses generados. Está pendiente de fallo el recurso extraordinario de súplica interpuesto por los citados Comuneros. Para atender un eventual pasivo se constituyó un fondo fiduciario. (Véase Nota 4).

#### **NOTA 18. OTROS PASIVOS**

	2006	2005
Impuesto de renta diferido crédito (Nota 15)	\$610,711	\$ 668,426
Crédito por corrección monetaria diferida	328,224	401,181
Otros	-	600
	<b>\$938,935</b>	<b>\$1,070,207</b>

#### **NOTA 19. PATRIMONIO**

##### **Transformación de la Empresa**

El capital autorizado de Ecopetrol es de \$5,500,000, dividido en 55,000,000 de acciones nominativas ordinarias, valor nominal \$100,000 cada una, de las cuales se han suscrito y pagado 42,449,825 acciones.

Con el Decreto Extraordinario 1760 de 2003, el Gobierno Colombiano asignó como parte del patrimonio de Ecopetrol los derechos de producción de los campos que a junio de 2003 se encontraban en explotación a través de contratos de asociación o en forma directa.

Mediante acta del 21 de enero de 2005, la Junta Directiva, con base en conceptos de especialistas sobre la interpretación legal que se debería dar al espíritu del decreto citado, decidió continuar con la metodología de reconocimiento de los aportes de la Nación indicada en el Decreto 2625 de 2000 por ser la que mejor cumple con las normas contables de prudencia, de causación y de realización y asociación de ingresos con costos y gastos, es decir, contabilizar como asignación patrimonial, el crudo efectivamente extraído.

##### **Reserva Legal**

La reserva legal se constituye con el 10% de la utilidad neta y puede ser usada para compensar pérdidas o distribuir a la liquidación de la Empresa. Al 31 de diciembre de 2006, las demás reservas, y los resultados del período, estarán a la libre disposición de la Asamblea de Accionistas.

##### **Aporte en Especie en Hidrocarburos**

El saldo acumulado al aporte de la Nación en hidrocarburos al 31 de diciembre de 2006 se discrimina así:

Operación asociada	<b>\$3,044,352</b>
Operación directa	<b>1,374,758</b>
	<b>\$4,419,110</b>

El aporte de la Nación se determina como se presenta a continuación:

Se contabiliza trimestralmente y es igual al valor unitario de las reservas para el trimestre anterior, multiplicado por el total de unidades extraídas de hidrocarburos en el trimestre corriente. El valor unitario de las reservas se obtiene de dividir el valor presente neto entre el volumen de las reservas probadas.

El valor presente neto de las reservas se establece mediante la sustracción del capital invertido neto de depreciación y la amortización al valor presente de los flujos de caja futuros. Para este efecto se aplica el siguiente procedimiento:

- a. Se valoran únicamente las reservas probadas desarrolladas y las probadas no desarrolladas que hayan sido declaradas comerciales por Ecopetrol.
- b. Se calcula el valor presente de las reservas, por cada campo o proyecto.
- c. En caso de que el valor presente de los flujos de caja futuros de un proyecto o campo sea inferior al capital invertido, neto de depreciación y amortización, el valor de las reservas de este proyecto o campo es igual a cero.
- d. Para descontar los flujos de caja se utiliza el costo de capital del área de exploración y producción de Ecopetrol.
- e. Los flujos de caja se proyectan en dólares estadounidenses constantes e incluyen los siguientes parámetros principales:
  1. Los precios de las reservas de hidrocarburos en boca de pozo son los precios a paridad de exportación, calculados así: precio en el Golfo de Estados Unidos, menos flete marítimo desde la costa colombiana, menos los costos de embarque en puerto colombiano y los costos de transporte desde el campo.
  2. El precio en el Golfo de Estados Unidos es el precio de WTI en Cushing, Oklahoma más la tarifa de transporte entre Cushing y la Costa del Golfo de Estados Unidos. La fuente para los precios del WTI son los futuros del "New York Mercantile Exchange" (NYMEX) hasta el quinto año de proyección futura inclusive y de allí en adelante, se utiliza el pronóstico de largo plazo, vigente al final del trimestre anterior y suministrado por una empresa especializada. Dichos precios son ajustados por calidad y por las condiciones del mercado, de acuerdo con las metodologías desarrolladas para estos efectos.
  3. Costos y gastos, reales o proyectados, tales como costos de operación, regalías, impuestos, gastos de administración y ventas. Para efectos del cálculo de impuestos se incluyen los costos y gastos por depreciación y amortización.
  4. Inversiones futuras de desarrollo, inversiones para reemplazo y mantenimiento mayor de equipos y costos de abandono.
  5. Aumentos o disminución en el capital de trabajo.

La valoración de reservas se realiza de manera trimestral, el cambio en el valor de las reservas de un período a otro está dado por la variación en el volumen de reservas remanentes, la tasa de cambio y la expectativa de precios futuros en el largo plazo. Dicha dependencia implica que el valor de las reservas sea tan volátil en períodos cortos de tiempo, como lo sean los precios internacionales de crudo y la devaluación acumulada.

#### **Patrimonio Institucional Incorporado**

Durante 2006 la Empresa ajustó el patrimonio institucional incorporado, de acuerdo con los principios de la contabilidad pública, en función del valor de las comercialidades relacionadas con los contratos de asociación Nare y Matambo, principalmente.

#### **Obligaciones Interadministrativas con la ANH**

Al 31 de diciembre de 2006, en virtud del contenido del Convenio interadministrativo de financiación transitoria, desarrollado con base en el decreto 1760 de 2003; la Empresa ha concluido su obligación de entregar recursos a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, para el cumplimiento de sus funciones. Estos recursos fueron entregados, de acuerdo con la aprobación anual entregada por el CONFIS durante las vigencias (2004 – 2006).

#### **Resumen del Superávit por Valorizaciones**

	2006	2005
Propiedad, planta y equipo:		
Planta y equipo	\$4,833,549	\$ 655,299
Terrenos y edificaciones	69,641	69,641
Equipo de perforación	35,979	15,672
Ductos, líneas y redes	1,654	368,842
Equipo flotante y equipo pesado	(654)	33,480
	4,940,169	1,142,934
Inversiones de renta variable:		
Interconexión Eléctrica S.A.	278,701	-
Oleoducto Central S.A. (Ocensa)	269,882	234,203
Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP	193,333	174,500
Invercolsa S.A.	52,153	53,491
Serviport	2,513	1,232
Transelca	-	107,028
Explotaciones Condor S.A.	-	73,296
South America Golf Oil Company "SAGOC"	-	63,683
Monómeros Colombo Venezolanos S.A.	-	24,825
	796,582	732,258
	\$5,736,751	\$1,875,192

Siguiendo los lineamientos expuestos por la Contaduría General de la Nación dentro del Plan General de Contabilidad Pública "PGCP", la metodología utilizada para el avalúo de las propiedad, planta y equipo fue el valor actual en uso para negocios en marcha (VAU), 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.

La valorización neta de propiedades, plantas y equipos incluye el efecto de desvalorizaciones con cargo al patrimonio, originadas por el exceso entre el costo neto en libros y el avalúo respectivo para plantas y equipos de operaciones asociadas, edificios de refinерías y plantas y equipos de transporte y del Instituto Colombiano del Petróleo.

**NOTA 20. CUENTAS DE ORDEN**

	2006	2005
<b>Deudoras:</b>		
Costos y gastos (deducibles y no deducibles)	\$10,327,841	\$1,248,751
Otros derechos contingentes y cuentas deudoras	10,275,092	145,412
Reembolsos BOMT's - Ecogás (1)	2,554,172	1,399,746
Procesos judiciales	571,622	1,021,701
Títulos valores entregados en custodia y garantía	363,700	53,769
Aforos y yacimientos de crudo y gas	129,434	626
Prepagos Ecogás	18,923	46,992
	<b>24,240,784</b>	<b>3,916,997</b>
<b>Acreedoras:</b>		
Reservas hidrocarburos de la Nación, Decreto 2625 de 2000	\$18,233,490	\$17,446,063
Pasivos no fiscales	6,321,198	725,713
Agotamiento acumulado	5,633,813	-
Ingresos no gravados	4,540,550	4,805
Procesos judiciales	2,159,287	4,895,794
Garantías contractuales	1,318,070	163,826
BOMT's - Ecogás (1)	1,040,742	1,211,422
Fondos de administración - Decretos 1939 de 2001 y 2652 de 2002	957,958	887,877
Bienes recibidos en custodia	108,254	119,250
Oleoducto Central S.A. - Ocensa (2)	493,855	745,113
Títulos valores recibidos en garantía y custodia y otras obligaciones contingentes	73,233	101,488
Otras obligaciones contingentes	7,420	7,274
Contratos de leasing operativo	-	24,140
	<b>40,887,870</b>	<b>26,332,765</b>
	<b>\$65,128,654</b>	<b>\$30,249,762</b>

(1) La Ley 401 de 1997 y el Decreto 2829 de 1997, contempló la escisión del patrimonio de Ecopetrol, de los activos y derechos vinculados a la actividad de transporte de gas, así como los derechos derivados de los contratos relativos a dicha actividad, para la conformación del patrimonio inicial de Empresa Colombiana de Gas "Ecogás". Por lo anterior, durante 1998 se suscribieron los convenios donde se cedieron a Ecogás los derechos y obligaciones derivados de los contratos BOMT (construcción, operación, mantenimiento y transferencia), excepto las obligaciones de pago de los contratos BOMT's. Las obligaciones de pago a los contratistas de BOMT ascienden a US\$463 millones, equivalentes a \$1,040 millardos, como valor presente neto.

(2) Las obligaciones contingentes con Ocensa están representadas principalmente por los montos correspondientes al valor presente de los desembolsos futuros, derivados de los contratos de transporte suscritos. La Empresa es garante de operaciones financieras asumidas por Ocensa en la proporción a su participación en el volumen a transportar y cuyo pago está igualmente amparado con los contratos de tarifas suscritos con los usuarios iniciales de transporte. Las obligaciones proyectadas por Ecopetrol y contenidas en el Tramo A son las siguientes:

Vigencia	Entidad	Tasa de Interés	Valor Original	Saldo
<b>(Miles de dólares)</b>				
1997 - 2007	Chemical Chase	Libor + 1.375%	US\$335,000	US\$ 24,137
1997 - 2007	Chemical Chase	Libor + 1.375%	335,000	23,880
Intereses			-	2,290
			670,000	50,307
Capital canadiense			230,700	160,240
Dividendo canadiense			-	10,040
			<b>US\$900,700</b>	<b>US\$220,587</b>

**NOTA 21. INGRESOS**

	2006	2005
<b>Ventas nacionales:</b>		
Destilados medios	\$ 4,867,350	\$ 3,788,626
Gasolinas	3,468,095	3,371,336
Otros productos	906,153	666,055
Ventas de servicios	794,564	742,168
Gases	717,879	509,692
G.L.P.	545,960	473,728
	<b>11,300,001</b>	<b>9,551,605</b>
<b>Ventas del exterior:</b>		
Crudos, neto de FAEP	2,895,920	2,488,524
Combustóleo	2,256,064	1,714,000
Gasolinas	625,027	913,194
Naftas	807,437	481,604
Turbosinas	372,012	326,638
Otros productos	133,504	37,338
	<b>7,089,964</b>	<b>5,961,298</b>
	<b>\$18,389,965</b>	<b>\$15,512,903</b>

**NOTA 22. COSTO DE VENTAS**

Costos variables:		
Regalías	\$ 3,676,374	\$ 2,894,612
Producción de crudo y gas	2,374,512	1,345,379
Compra de crudo, gas y otros productos	1,182,727	986,221
Productos importados	888,993	878,002
Amortización y agotamiento	517,500	532,583
Materiales de proceso	105,256	93,859
Compra de gas y otros	67,302	43,111
Costos fijos:		
Depreciación	758,187	761,157
Servicios contratados asociación	718,881	589,779
Transporte	589,248	495,844
Mantenimientos, seguros y amortización de diferidos	470,489	373,106
Servicios contratados	454,002	292,371
Gastos laborales	440,068	422,568
Materiales y suministros	170,627	173,025
Amortización cálculo actuarial	156,454	144,030
Consumo producción propia	130,109	180,375
Impuestos	59,898	45,876
Gastos generales	13,303	9,195
Autoconsumos, aplicaciones a proyectos y ajustes a volumétrico	(590,001)	(349,855)
Inventario inicial menos final	(234,955)	(170,353)
	<b>\$11,948,974</b>	<b>\$ 9,740,885</b>

**NOTA 23. GASTOS OPERACIONALES DE ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**

	2006	2005
Administración:		
Laborales	\$ 144,063	\$ 123,903
Amortización cálculo actuarial personal activo	96,379	90,216
Depreciaciones y amortizaciones	39,497	49,553
Impuestos	24,172	18,135
Alquileres y arrendamientos	16,746	28,498
Gastos generales	13,698	10,399
Comisiones y honorarios	10,866	8,779
Mantenimientos	7,598	7,778
	<b>\$ 353,019</b>	<b>\$ 337,261</b>
Comercialización:		
Mantenimiento y otros	\$ 647,421	\$ 295,502
Gastos exploratorios	141,449	78,804
Impuestos industria y comercio y transporte	127,418	117,295
Tarifa de transporte de gasoductos	117,532	130,772
Tarifa de transporte de oleoductos	66,822	54,710
Fletes	64,519	124,312
Comisiones, honorarios y servicios	52,642	34,979
Otros	58,675	42,659
Tarifa y disponibilidad gasoductos BOMT	42,605	44,907
Gastos laborales	13,057	12,432
	<b>\$1,332,140</b>	<b>\$ 936,372</b>

**NOTA 24. INGRESOS FINANCIEROS, NETO**

Ingresos:		
Rendimientos y valoración de inversiones (1)	\$ 425,165	\$1,416,110
Diferencia en cambio	388,583	399,008
Rendimientos del FAEP	162,703	74,393
Intereses y corrección monetaria	107,196	107,038
Dividendos en dinero	36,093	29,525
Utilidad en venta de inversiones	29,529	6,248
	<b>1,149,269</b>	<b>2,032,322</b>
Gastos:		
Diferencia en cambio	448,819	369,817
Operaciones de cobertura	-	78,051
Intereses, comisiones y primas	13,052	19,606
Otros	3,962	32,636
	<b>465,833</b>	<b>500,110</b>
	<b>\$ 683,436</b>	<b>\$1,532,212</b>

(1) Incluye ingreso/gasto por valorización de las inversiones de los recursos entregados en administración de fondos y el portafolio de la Empresa. La variación neta del año 2006 corresponde a los efectos de la revaluación del peso frente al dólar.

**NOTA 25. GASTOS DE JUBILADOS**

	2006	2005
Pensiones de jubilación	\$ 429,760	\$ 401,679
Amortización cálculo actuarial	278,686	258,132
Servicios de salud	73,288	65,962
Servicios de educación	47,457	39,731
	<b>\$ 829,191</b>	<b>\$ 765,504</b>

**NOTA 26. GANANCIA POR INFLACIÓN**

Generada por los activos	\$ 56,166	\$ 89,523
Generada por los pasivos	-	(30,562)
	<b>\$ 56,166</b>	<b>\$ 58,961</b>

**NOTA 27. OTROS INGRESOS (EGRESOS), NETO**

Ingresos:		
Efecto de años anteriores en impuesto de renta diferido (1)	\$ 770,474	\$ -
Recuperación de provisiones	152,512	117,229
Liquidación de inversiones de renta variable	96,604	-
Recuperación de gastos BOMT	59,086	55,649
Recuperación de otros gastos	43,093	29,974
Ingresos por servicios	26,070	83,469
Otros ingresos de años anteriores (2)	25,908	132,964
Otros	15,425	13,637
Utilidad en venta de propiedad, planta y equipo	6,031	29
Indemnizaciones recibidas	1,099	17,308
	<b>1,196,302</b>	<b>450,259</b>
Gastos:		
Provisiones (3)	561,633	1,015,047
Impuestos, gravámenes y tasas	138,421	119,240
Otros egresos de años anteriores (4)	99,297	78,762
Pérdida en venta y retiro de activos	57,776	97,611
Amortización gastos BOMT	50,604	44,002
Contribuciones y donaciones	28,422	44,388
Cuota de fiscalización	22,265	20,263
Vigilancia y celaduría	8,004	42,652
Otros gastos menores	4,981	1,597
Otros	-	22,421
	<b>971,403</b>	<b>1,485,983</b>
	<b>\$ 224,899</b>	<b>\$(1,035,724)</b>

(1) Corresponde al reconocimiento del impuesto de renta diferido sobre la diferencia temporal del ajuste por inflación para efectos fiscales hasta 2005, efectuado con base en el concepto emitido por la Contaduría General de la Nación, en respuesta al expediente No. 20061-57085 de 2006.

(2) El detalle de los otros ingresos de años anteriores es el siguiente:

	2006	2005
Recuperación de gastos	\$ 24,437	\$ 6,615
Utilidad en venta de propiedad, planta y equipo	1,471	-
Recuperación y disminución de provisiones	-	65,648
Amortización de inversiones petrolíferas	-	60,701
	<b>\$ 25,908</b>	<b>\$ 132,964</b>

(3) El detalle de los gastos por provisiones es el siguiente:

Gastos de proyectos	\$181,059	\$ -
Conmutación pensional	151,848	726,488
Procesos judiciales	119,998	131,263
Cartera	40,591	2,229
BOMT's ECOGAS	35,317	37,018
Inversiones	18,075	27,753
Inventarios	14,745	9,576
Políducto de Oriente	-	41,777
Otras	-	38,943
	<b>\$561,633</b>	<b>\$1,015,047</b>

(4) El detalle de los otros egresos de años anteriores es el siguiente:

Amortizaciones y depreciaciones	\$ 93,629	\$ -
Gastos generales	5,668	35,130
Inversiones no exitosas	-	43,632
	<b>\$ 99,297</b>	<b>\$ 78,762</b>

**NOTA 28. CONTINGENCIAS**

1. Un dictamen pericial de 2005 fijó en \$542 millardos el cargo de Ecopetrol en la acción civil ordinaria interpuesta por Foncoeco, la cual pretende que Ecopetrol rinda cuentas sobre el manejo del capital y rendimientos financieros de los dineros autorizados por Junta Directiva para constituir el fondo de participación de utilidades de los trabajadores de la Empresa y que, de acuerdo con la mencionada rendición, se le condene a cancelar las sumas que salga a deber. En opinión de la Gerencia y sus asesores legales existen argumentos suficientes para demostrar que la Junta Directiva nunca apropió recursos para constituir fondo alguno. Adicionalmente, Foncoeco no es titular de este monto, por ende, no se le deben rendir cuenta a ellos, por lo que las pretensiones de la demanda no son procedentes.
2. Ecopetrol ha reconocido las provisiones que corresponden a estimaciones racionales, tendientes a cubrir las provisiones de hechos futuros derivados de las contingencias de pérdida u ocurrencia de eventos que pueden afectar el patrimonio público.
3. Un resumen de los procesos más significativos sobre los cuales se han reconocido provisiones, de acuerdo con las evaluaciones de los apoderados internos y externos de la Empresa, al 31 de diciembre de 2006:

Proceso	Acción	Cuantía de las Pretensiones
Gobernación del Tolima/ Municipio de Melgar	Acción popular para la reliquidación de las regalías con el 20% estipulado en la Ley 141 de 1994.	\$122,637
Bolívar Amaya López y otros 320 Aprox./ Marco Antonio Díaz	Proceso laboral ordinario para responder solidariamente por el pago de valores conforme a la CCTV95-96.	13,440 13,440
Javier Armando Rincón y Héctor Alfredo Suárez.	Acción constitucional relacionada con la compra de acciones de Invercolsa de propiedad de Ecopetrol.	12,000
Isidro Acevedo Gámez y otros 227 demandantes	Acción laboral ordinaria para declarar la existencia del contrato entre Ecopetrol, Distral S.A. y CMD S.A., y pagar las acreencias laborales de los demandantes.	9,044
Alexis Arrieta y 89 demandantes más.	Acción laboral ordinaria para el pago salarios y prestaciones sociales e indemnización por despido injusto.	3,127
Centragas - Transportadora De Gas De La Región Central De Enron Development & Cía. S.C.A.	Acción de arbitramento derivada de contratos de suministros de gas.	3,028
Latiff Ingeniería Ltda. - Seguros Bolívar	Acción administrativa ordinaria para declarar nulidad de resolución 102/94.	2,800
Lucy Stella Cabera Pérez, Saúl Calderón y otros 5 demandantes.	Acción laboral ordinaria para la reliquidación de salarios por disminución de salario por inclusión en el plan mejoramiento y competencias.	2,506
Compañías Asociadas de Gas S.A. E.S.P. y otros	Acción de reparación directa por actuar omisivo en el sistema de reparación, mantenimiento y reposición de los cilindros de GLP.	2,500
Luz Inés Urán Gómez y Otros	Acción de reparación directa por perjuicios morales.	2,300
Consortio Simco	Acción administrativa para el reconocimiento de perjuicios por la ruptura de la ecuación económica contractual.	2,000
Ergidia de los Dolores Gutiérrez	Proceso civil ordinario agrario de servidumbre.	2,000
Jaime Afanador, Alfredo Antonio Barbosa, Raúl Briceño Pinzón y 30 más.	Proceso laboral ordinario, en el juzgado segundo el cual esta para fallo el 24 de abril de 2007.	1,776

4. Ante el Consejo de Estado cursa una demanda presentada por el municipio de Manaure contra la Asociación Guajira Área "A", por la contribución del impuesto de transporte, generado por la línea de transferencia. El Operador es de la opinión que existen grandes posibilidades de éxito a favor de la Asociación cuyo fallo se estima para 2007.

**NOTA 29. DERECHOS Y COMPROMISOS**

**Derechos**

**Extensión de Contratos de Asociación**

Mediante el documento CONPES 3245 del 15 de septiembre de 2003, se autorizó a Ecopetrol la extensión de los contratos de asociación hasta el límite económico de los campos respectivos, con diferentes obligaciones de acuerdo con cada contrato.

**Compromisos:**

**Proceso de Capitalización**

Un resumen de los principales cambios a Ecopetrol, contenidos en la Ley 1118 del 27 de diciembre de 2006, una vez organizada como una sociedad de economía mixta de carácter comercial, se presenta a continuación:

La Nación conservará, como mínimo, el 80% de las acciones, en circulación, con derecho a voto.

Para garantizar la democratización de la propiedad accionaria, el proceso de emisión y colocación de acciones incluirá dos primeras rondas a las cuales podrán acceder los destinatarios de condiciones especiales de que trata el artículo 3 de la Ley 226 de 1995, los patrimonios autónomos pensionales de Ecopetrol, las entidades territoriales, y cualquier ciudadano colombiano. Agotadas estas rondas, la oferta se extenderá al público en general y a personas naturales o jurídicas.

La Empresa podrá realizar la investigación, desarrollo y comercialización de fuentes convencionales y alternas de energía; la producción, mezcla, almacenamiento, transporte y comercialización de componentes oxigenantes y biocombustibles y la operación portuaria.

Todos los actos jurídicos, contratos y actuaciones necesarias para administrar y desarrollar el objeto social de Ecopetrol, se regirán exclusivamente por las reglas del derecho privado, sin atender el porcentaje del aporte estatal dentro del capital social de la Empresa.

La totalidad de los servidores públicos de Ecopetrol tendrán el carácter de trabajadores particulares y por ende, a los contratos individuales de trabajo continuarán aplicándose las disposiciones contenidas en el Código Sustantivo del Trabajo, en la Convención Colectiva de Trabajo y en el Acuerdo 01 de 1977, según sea el caso, con las modificaciones y adiciones que se presenten. Los trabajadores y pensionados continuarán rigiéndose por las normas que hoy les son aplicables en materia de seguridad social.



Ecopetrol no estará obligada a asumir cargas fiscales diferentes a las derivadas del desarrollo de su objeto social.

#### **Programa de Importación Temporal de Materia Prima e Insumos en la Producción de Bienes para la Exportación Directa**

Los operadores de Contratos de Asociación, en los cuales Ecopetrol es socio conjunto, suscribieron contratos de exportación de crudo para obtener los beneficios del Plan Vallejo para eximir o financiar el pago de impuesto a las ventas y aranceles. El incumplimiento en los volúmenes de exportación conlleva a reliquidaciones y pagos de impuestos. Durante 2006, en consenso con los socios se decidió anticipar el pago de los compromisos por lo que la Empresa obtuvo un descuento de \$121.5 millardos, que aplicó a las declaraciones de impuesto a la ventas del quinto y sexto bimestre de 2006.

#### **ECOGAS**

En los términos de la Ley 401, durante 1998 se suscribieron convenios con "Transportadora de Gas de la Región, Centragás y Transgás de Occidente S.A." para ceder a Ecogás los derechos y obligaciones que se derivan de los contratos BOMT. El Gobierno Nacional expidió el Decreto 958 de 1998 que aprobó el esquema de pagos que Ecogás deberá hacer a Ecopetrol, en un plazo de 30 años a partir de 1998 y hasta 2027. Ecopetrol recaudará US\$653.4 millones, equivalentes al 70% de los pagos comprometidos, por aproximadamente US\$933.4 millones; sin embargo, la recuperabilidad del saldo al 31 de diciembre de 2006, por \$866 millardos, requiere del perfeccionamiento de las garantías que el Gobierno Colombiano se ha comprometido a otorgar según el documento del Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) de septiembre de 2003, a través de la pignoración de activos o participaciones accionarias y dividendos de la Nación en otras entidades.

En diciembre de 2006, culminó el proceso de venta de la Empresa Colombiana de Gas (Ecogás), en el cual la Empresa de Energía de Bogotá logró adquirir los derechos, mediante una oferta de 3 billones 250 mil millones de pesos.

Ecopetrol de acuerdo con el decreto 958 de 1998, mantiene los contratos de BOMT (por la operación, explotación y mantenimiento) y Ecogás mantiene su obligación de pago con Ecopetrol; con la operación de venta se garantiza que Ecogás tendrá el flujo de caja necesario para soportar la deuda con Ecopetrol.

#### **OCENSA**

Ecopetrol tiene compromisos según el acuerdo de transporte "Transportation agreement", con Ocesa S.A., relacionados con el transporte de crudo Cusiana/Cupiagua a través del oleoducto, que a su vez es la garantía de la deuda contraída por Ocesa S.A., en cuatro tramos. El tramo "A" pertenece a Ecopetrol.

#### **Contratos de Suministro de Gas**

La Empresa ha suscrito contratos con terceros, tales como Corelca, Gas Natural S.A. E.S.P, Empresas Públicas de Medellín, Termoflores y Gases de Norte del Valle, entre otros, para el suministro del gas en desarrollo de la comercialización del mismo, para lo que se compromete a entregar unas cantidades mínimas establecidas en cada contrato. Durante 2006 Ecopetrol comercializó 393,3 GBTUD por \$717,879.

#### **Acuerdo Master TLU 1 y TLU 3**

En marzo de 1998 y septiembre de 1999, la Empresa suscribió los acuerdos TLU-1 - Operación Conjunta de los activos en el terminal de Coveñas para el recibo, almacenamiento y cargue de buquetanques con petróleo entre la Asociación Cravo Norte y el Oleoducto de Colombia S.A.; y TLU-3 - Operación conjunta para la utilización de la unidad de cargue de buques tanques TLU-3 en el Terminal de Coveñas entre la Asociación Cravo Norte, Oleoducto de Colombia S.A. y Oleoducto Central S.A., respectivamente, acuerdos en los cuales las partes designaron a Ecopetrol como el Operador.

#### **Instrumentos Financieros Derivados**

La Empresa ha efectuado acuerdos de cobertura para disminuir la exposición del flujo de caja al riesgo de las fluctuaciones de los precios internacionales de crudo y así asegurar el cumplimiento de las metas de superávit fiscal impuestas por el Consejo Nacional de Política Fiscal (CONFIS). Las opciones que utiliza Ecopetrol se negocian con bancos y otras contrapartes con las cuales se tienen firmados contratos master ISDA (International Swap Dealers Association, Inc.).

#### **Refinería de Cartagena**

En agosto de 2006 la Empresa Glencore Internacional AG fue favorecida con la adjudicación como socio estratégico de Ecopetrol en el Plan Maestro de Desarrollo de la Refinería de Cartagena, desarrollado para la ampliación de la capacidad productiva del complejo; con ello se pretende ampliar la capacidad de cerca de 80 mil a 140 mil barriles por día, mejorar la calidad de combustibles para que cumplan con las especificaciones ambientales nacionales e internacionales y optimizar los indicadores financieros y operacionales.

Glencore ofertó para la adjudicación del proyecto 630.7 millones, valor por el cual se adjudicó el proyecto anterior. Esta cifra equivale al 51% de la nueva empresa, Refinería de Cartagena S.A., que desarrollará el proyecto. El 49 por ciento restante corresponde a Ecopetrol.

El compromiso de entrega de activos y capital de trabajo a la nueva sociedad constituida, se pactó para el 31 de diciembre de 2006; debido a motivos logísticos la Administración de la Empresa y el socio reprogramaron el cumplimiento de dicho compromiso para el 28 de febrero de 2007.

#### **NOTA 30. RECLASIFICACIONES**

Algunas cifras de los estados de actividad financiera, económica y social de 2005 fueron reclasificadas para fines comparativos con las de 2006, con ocasión de la reparametrización de cuentas en el aplicativo contable en función de la reorganización operativa de algunas áreas en 2006, tales como las relacionadas con los gastos operacionales, el costo de ventas, gastos de jubilados, principalmente.

#### **NOTA 31. RESERVAS DE CRUDO Y GAS (NO AUDITADO)**

Ecopetrol se acoge a los estándares internacionales para la clasificación de las reservas enmarcados en las definiciones que conjuntamente desarrollaron la SPE "Society of Petroleum Engineers" y el WPC "World Petroleum Congresses", y con base en estas definiciones el Departamento de Yacimientos de la Vicepresidencia de Producción prepara el estudio oficial de reservas al 31 de diciembre, incluyendo las reservas probadas, las cuales desagrega en probadas desarrolladas y probadas no desarrolladas. Las reservas de gas reportadas se discriminan en volúmenes con viabilidad comercial concreta y en volúmenes de gas disponibles no comercializados y volúmenes destinados para consumo en la operación de los campos. El reporte fue aprobado por el Comité de Reservas de Ecopetrol en enero de 2007.



El Comité de Reservas, integrado por especialistas de la Empresa y el Instituto Colombiano del Petróleo, se encargó de estimar las reservas de producción futuras, teniendo en cuenta las recomendaciones emitidas por la firma Ryder Scott en la evaluación de la metodología usada por la Empresa.

La siguiente información corresponde a las reservas probadas de propiedad de Ecopetrol al 31 de diciembre de 2006 y 2005 en operación directa y su participación en asociación, la cual ha sido ajustada a los balances de reservas finales preparados por la Administración de la Empresa.

	2006		2005 (*)	
	Directas	Asociadas	Directas	Asociadas
	(En millones de barriles de crudo y gas equivalente)			
Reservas netas probadas al 1 de enero	660.40	950.33	640.08	994.43
Cambios durante el año:				
Ajustes a estimaciones previas	118.79	164.34	72.22	44.87
Producción	(55.40)	(86.92)	(51.90)	(88.98)
	63.39	77.42	20.32	(44.11)
Reservas netas probadas al 31 de diciembre:				
Reservas probadas desarrolladas	470.93	789.43	442.64	717.59
Reservas probadas no desarrolladas	252.82	238.31	217.76	232.73
	723.75	1,027.74	660.40	950.32

(\*) Para efectos comparativos de los volúmenes de 2006 contra las reservas del informe de 2005, se incluyen las reservas de gas, así como el efecto en la producción por la conversión a barriles equivalentes de gas utilizando un factor de 5.615.

## **6.5 INFORMACIÓN FINANCIERA DE ECOPETROL A DICIEMBRE DE 2005 Y 2004**

---

### **6.5.1 Informe de gestión**

Para Ecopetrol S.A. 2005 fue un año de metas cumplidas. El mayor volumen de inversiones, el fortalecimiento de sus operaciones, el repunte en sus indicadores de seguridad industrial y ambiental y el mejoramiento continuo de su capital humano le permitieron expandir sus negocios y consolidarse como una empresa comercial sólida, generadora de millonarios recursos para la nación.

Las cifras así lo demuestran. La inversión operativa de Ecopetrol en 2005 ascendió a USD900,1 millones, 38% más que la registrada en 2004.

El mayor presupuesto de inversión le permitió incrementar las labores de exploración con la perforación directa de nueve pozos exploratorios, lo que marca un hito en la historia reciente de Ecopetrol y un significativo incremento, si se tiene en cuenta que se perforó un pozo en 2004 y tres en 2003. También se cumplieron las metas en sísmica y se firmaron 13 nuevos contratos.

La empresa estuvo activa en la definición de proyectos estratégicos para impulsar nueva exploración y recuperar reservas adicionales, entre los que se destacan los de recuperación secundaria de La Cira Infantas, Tibú y el desarrollo del potencial de crudos pesados en los Llanos.

Las mayores inversiones se vieron reflejadas en los datos de producción de crudo: Ecopetrol registró un incremento en la extracción que realiza en sus campos, la cual pasó de 123 mil barriles por día, Kbd, en 2004 a 138 Kbd en 2005 (131,3 Kbd de producción directa y 7,1 Kbd de contratos de producción incremental operados por la empresa).

Los resultados de Ecopetrol, unidos a los trabajos realizados para mitigar la caída en campos asociados, permitieron estabilizar la producción total de Colombia. En 2005 la producción nacional se ubicó en 526.162 barriles por día calendario, bdc, frente a 528.430 bdc registrados en 2004, lo que representa una reducción de apenas 0,4%.

El negocio de refinación mostró avances a lo largo del año, reflejados en las mejoras en la confiabilidad operacional y en la disminución de la frecuencia de accidentalidad, además del incremento de los márgenes. En este tiempo se inició también el proceso para la selección del socio estratégico del Plan Maestro de Desarrollo de la refinería de Cartagena.

También fue un buen año en la lucha contra el hurto de combustibles debido a que, producto de la estrategia adelantada por diferentes entidades del Estado, este delito se redujo en 45% al pasar de 2.942 bdc en 2004 a 1.601 bdc en 2005. En relación con el año 2002, cuando alcanzó 7.270 bdc, la reducción fue de 78%.

La expansión en el negocio del gas se constituyó en un hecho destacado. Al tiempo que la demanda interna siguió en ascenso, se inició la ejecución de proyectos para continuar desarrollando las reservas de gas en La Guajira y el Piedemonte Llanero, y se avanzó en las iniciativas para exportar este energético a países como Venezuela y Panamá.

Estos resultados operacionales estuvieron acompañados de un trabajo de optimización de la gestión administrativa, el fortalecimiento del recurso humano y la continuación de la política de control de gastos. Se destacan los planes de compensación y reconocimiento al desempeño de los trabajadores.

El índice de frecuencia de accidentalidad de Ecopetrol más contratistas fue de 5,77 accidentes por cada millón de horas hombre laboradas al cierre de 2005. Si se tiene en cuenta únicamente el índice para trabajadores propios, éste disminuyó al pasar de 5,7 en 2004 a 3,09 en 2005.

Para mejorar las prácticas corporativas basadas en la confianza y la transparencia hacia los clientes, la empresa implementó las políticas consignadas en el Código de Buen Gobierno y le dio apertura a la Oficina de Participación Ciudadana con el fin de facilitar la atención y la comunicación con los colombianos.

Estas tareas y sus resultados se acompañaron con los avances que la empresa tuvo en la atención a sus clientes. La encuesta de satisfacción realizada por el Centro Nacional de Consultoría mostró que el 89% de la población encuestada califica entre "excelente" y "muy buena" la calidad del servicio prestado por Ecopetrol, lo que la ubica dentro de los estándares internacionales.

La gestión de los últimos 12 meses permitió aumentar sus inversiones en proyectos de formación y atención a las comunidades de las zonas de influencia donde opera, así como generar utilidades netas nunca antes alcanzadas por COP3,25 billones y asegurar transferencias a la nación por COP7,3 billones.

Con estos resultados financieros, el cumplimiento de sus principales metas operativas, los avances administrativos, el desarrollo del recurso humano, el impulso a nuevos negocios y una mayor satisfacción de los clientes, el año 2005 permitió que Ecopetrol se consolidara en su nuevo rol comercial y avanzara en la competitividad y la eficiencia que requiere para hacer realidad sus metas en los próximos cinco años.

### **6.5.2 Dictamen del Revisor Fiscal estados financieros 2005**

Informe del Revisor Fiscal

A los Accionistas de  
**ECOPETROL**

He auditado los balances generales de Ecopetrol, (la Empresa) al 31 de diciembre de 2005 y 2004 y los correspondientes estados de actividad financiera, económica y social, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas. Los mencionados estados contables son responsabilidad de la Administración de la Empresa. Mi responsabilidad es la de expresar una opinión sobre los mismos fundamentado en mis auditorías.

He efectuado mis auditorías de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Las citadas normas requieren que una auditoría se planifique y lleve a cabo para obtener seguridad razonable en cuanto a si los estados contables están libres de errores de importancia. Una auditoría incluye el examen, sobre una base de pruebas, de la evidencia que respalda las cifras y las revelaciones en los estados contables. Asimismo, incluye una evaluación de los principios de contabilidad adoptados y de las estimaciones de importancia efectuadas por la Administración, así como de la presentación en su conjunto de los estados contables. Considero que mis auditorías proporcionan una base razonable para emitir mi opinión.

En mi informe del 25 de febrero de 2005 sobre los estados contables al 31 de diciembre de 2004, expresé una opinión sujeta a los efectos de los ajustes resultantes del proceso de depuración y saneamiento de la información de ciertas cuentas del balance general en cumplimiento de las Leyes 716 de 2001 y 863 de 2003. Como se indica en la Nota 31, durante 2005 la Empresa completó la depuración y saneamiento sin que resultaran ajustes de importancia en los resultados de 2005 o en el patrimonio. Por consiguiente mi opinión actual difiere de la expresada en dicha oportunidad.

En mi opinión, los estados contables antes mencionados presentan razonablemente, en todos sus aspectos de importancia, la situación financiera de Ecopetrol al 31 de diciembre de 2005 y 2004, los resultados de actividad financiera, económica y social, los cambios en su situación financiera y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con los principios de contabilidad pública generalmente aceptados promulgados por la Contaduría General de la Nación, aplicados uniformemente.

Además, fundamentado en el alcance de mis auditorías, no estoy enterado de situaciones indicativas de inobservancia en el cumplimiento de las siguientes obligaciones de la Empresa: 1) Llevar los libros de actas, de registro de accionistas y de contabilidad, según las normas legales y la técnica contable; 2) Desarrollar las operaciones conforme a los estatutos y decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva de la Empresa, y a las normas relativas a la seguridad social integral; 3) Conservar la correspondencia y los comprobantes de las cuentas; y, 4) Adoptar medidas de control interno y de conservación y custodia de los bienes de la Empresa o de terceros en su poder.

El informe de gestión, preparado por la Administración de la Empresa por requerimiento legal, sobre la evolución del negocio y la situación jurídica, económica y administrativa de la Empresa, se presenta por separado y no forma parte de los estados contables. He verificado únicamente la concordancia de la información financiera del citado informe con la de los estados contables adjuntos.

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-530

Bogotá, D.C.  
15 de febrero de 2006

**6.5.3 Estados financieros comparativos a diciembre de 2005 y 2004**

**ECOPETROL**  
**Balance General**  
31 de diciembre de 2005 y 2004  
(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos)

	31 de diciembre de	
	2005	2004
	<i>(En millones de pesos)</i>	
<b>Activos</b>		
Activos corrientes:		
Efectivo y equivalentes de efectivo <i>(Notas 2 y 3)</i>	\$ 721,899	\$ 181,156
Inversiones <i>(Notas 2 y 4)</i>	1,825,365	1,245,645
Cuentas y documentos por cobrar <i>(Nota 5)</i>	959,530	651,707
Inventarios <i>(Nota 6)</i>	759,664	570,514
Anticipos, avances y depósitos <i>(Nota 7)</i>	1,074,113	1,116,845
Gastos pagados por anticipado	29,371	48,364
Total activos corrientes	<b>5,369,942</b>	3,814,231
Inversiones <i>(Nota 4)</i>	1,616,640	1,702,266
Propiedad, planta y equipo, neto <i>(Nota 8)</i>	5,845,022	5,679,342
Recursos naturales y del ambiente, neto <i>(Nota 9)</i>	3,155,587	3,452,014
Recursos entregados en administración <i>(Nota 10)</i>	8,618,698	6,322,115
Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera FAEP <i>(Nota 11)</i>	3,187,887	2,742,720
Cargos diferidos y otros activos <i>(Nota 12)</i>	2,556,917	2,251,499
Cuentas y documentos por cobrar <i>(Nota 5)</i>	173,533	135,442
Anticipos, avances y depósitos <i>(Nota 7)</i>	265,399	185,362
Valorizaciones <i>(Nota 19)</i>	1,875,192	1,679,399
Total activos	<b>\$32,664,817</b>	\$27,964,390
<b>Pasivos y patrimonio</b>		
Pasivos corrientes:		
Obligaciones financieras <i>(Nota 13)</i>	\$ 100,459	\$ 103,247
Cuentas por pagar y vinculados <i>(Nota 14)</i>	676,707	1,308,818
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar <i>(Nota 15)</i>	1,735,110	1,329,836
Obligaciones laborales <i>(Nota 16)</i>	489,622	451,026
Pasivos estimados y provisiones <i>(Nota 17)</i>	498,050	293,648
Total pasivos corrientes	<b>3,499,948</b>	3,486,575
Obligaciones financieras a largo plazo <i>(Nota 13)</i>	62,428	134,423
Cuentas por pagar a largo plazo <i>(Nota 14)</i>	74,641	6,876
Obligaciones laborales a largo plazo <i>(Nota 16)</i>	9,148,756	8,682,919
Ingresos diferidos – Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera FAEP <i>(Nota 11)</i>	3,187,887	2,742,720
Pasivos estimados y provisiones <i>(Notas 9 y 17)</i>	2,335,699	1,826,614
Otros pasivos a largo plazo <i>(Nota 18)</i>	1,070,207	1,083,392
Patrimonio <i>(Nota 19 y ver estado adjunto)</i>	13,285,251	10,000,871
Total pasivos y patrimonio	<b>\$32,664,817</b>	\$27,964,390
Cuentas de orden <i>(Nota 20)</i>	<b>\$30,249,762</b>	\$21,978,309
<i>Véanse las notas adjuntas.</i>		

**ORIGINAL FIRMADO**  
**ISAAC YANOVICH FARBAIARZ**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JORGE HERNANDO MARTÍNEZ JAIME**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 14471-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-531  
(Véase mi informe del 15 de febrero de 2006)

**ECOPETROL**  
**Estados de Actividad Financiera, Económica y Social**

	Año terminado el 31 de diciembre de	
	2005	2004
	<i>(En millones de pesos colombianos, excepto la utilidad neta por acción)</i>	
Ingresos (Nota 21):		
Ventas nacionales	\$ 9,551,605	\$ 7,828,661
Ventas en el exterior	5,961,298	5,221,946
Total ingresos	15,512,903	13,050,607
Costo de ventas (Nota 22)	9,549,885	8,096,690
	5,963,018	4,953,917
Gastos operacionales (Nota 23):		
Administración	285,000	296,422
Comercialización	1,146,847	723,268
Utilidad operacional	4,531,171	3,934,227
Ingresos (gastos) no operacionales:		
Ingresos financieros, neto (Nota 24)	1,532,212	71,872
Gastos de jubilados (Nota 25)	(798,504)	(661,236)
Ganancia por inflación (Nota 26)	58,961	99,452
Otros egresos, neto (Nota 27)	(1,089,712)	(263,503)
Utilidad antes de ajustes de años anteriores e impuesto sobre la renta	4,234,128	3,180,812
Ingresos (gastos) de años anteriores, neto (Nota 28)	54,202	(264,422)
Utilidad antes de impuesto	4,288,330	2,916,390
Provisión para impuesto sobre la renta (Nota 15):		
Corriente	1,246,325	828,352
Diferido	(211,751)	(22,468)
	1,034,574	805,884
Utilidad neta del año	\$ 3,253,756	\$ 2,110,506
Utilidad neta por acción	\$ 76,648	\$ 49,717

Véanse las notas adjuntas.

**ORIGINAL FIRMADO**  
**ISAAC YANOVICH FARBAIARZ**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JORGE HERNANDO MARTÍNEZ JAIME**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 14471-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-53t  
(Véase mi informe del 15 de febrero de 2006)

**ECOPETROL**  
**Estados de Cambios en el Patrimonio**

	Capital Suscrito y Pagado	Aporte de la Nación en Especie	Partidas Patrimoniales Compensatorias	Reserva Legal y Otras	Patrimonio Institucional Incorporado	Superávit por Valorizaciones	Utilidades Acumuladas	Total Patrimonio
<i>(En millones de pesos colombianos, excepto el dividendo por acción)</i>								
Saldo al 31 de diciembre de 2003	\$4,244,982	\$ 245,808	\$(58,068)	\$ 681,352	\$ -	\$2,271,117	\$ 1,843,672	\$ 9,228,863
Capital escindido	(39)	-	-	-	-	-	-	(39)
Aporte de la Nación en reservas de hidrocarburos	-	453,411	-	-	-	-	-	453,411
Partidas patrimoniales compensatorias	-	-	58,068	-	-	-	(58,068)	-
Apropiación a reservas a patrimonio institucional incorporado	-	-	-	567,770	-	-	(627,461)	(59,691)
Distribución de dividendos (\$27,282.64 por cada acción)	-	-	-	-	17,682	-	-	17,682
Superávit por valorización	-	-	-	-	-	(591,718)	-	(591,718)
Utilidad neta del año	-	-	-	-	-	-	2,110,506	2,110,506
Saldo al 31 de diciembre de 2004	4,244,943	699,219	-	1,249,122	17,682	1,679,399	2,110,506	10,000,871
Aporte de la Nación en reservas de hidrocarburos	-	1,345,379	-	-	-	-	-	1,345,379
Apropiación a reservas a patrimonio institucional incorporado	-	-	-	598,506	-	-	(812,506)	(214,000)
Distribución de dividendos (\$30,577.28 por cada acción)	-	-	-	-	1,452	-	-	1,452
Superávit por valorización	-	-	-	-	-	195,793	(1,298,000)	(1,298,000)
Utilidad neta del año	-	-	-	-	-	-	3,253,756	3,253,756
Saldo al 31 de diciembre de 2005	\$4,244,943	\$2,044,598	\$ -	\$1,847,628	\$ 19,134	\$1,875,192	\$ 3,253,756	\$ 13,285,251

*Véanse las notas adjuntas*

**ORIGINAL FIRMADO**  
**ISAAC YANOVICH FARBAIARZ**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JORGE HERNANDO MARTÍNEZ JAIME**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 14471-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-53  
(Véase mi informe del 15 de febrero de 2006)

**ECOPETROL**  
**Estados de Flujos de Efectivo**

	Año terminado el 31 de diciembre de	
	2005	2004
	<i>(En millones de pesos)</i>	
Actividades de operación		
Efectivo recibido de clientes	\$15,597,896	\$13,202,596
Efectivo de intereses financieros	1,522,230	672,777
Ingresos por reintegros y rendimientos FAEP	67,830	112,867
Efectivo pagado a proveedores y contratistas	(5,599,323)	(3,737,354)
Pago de salarios, prestaciones sociales y seguridad social	(613,193)	(492,515)
Pensiones de jubilación pagadas	(2,793,208)	(2,190,335)
Pago de impuestos sobre la renta y otros	(849,128)	(871,633)
Pago por regalías y otras contribuciones	(3,699,912)	(3,025,497)
Pago de intereses financieros	(64,411)	(664,099)
Otros pagos	(1,038,396)	(484,364)
Efectivo neto provisto por actividades de operación	2,530,385	2,522,443
<b>Actividades de inversión</b>		
Aumento neto de inversiones	(494,094)	(125,960)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(190,826)	(1,364,694)
Adiciones de propiedad, planta y equipo	(1,064,770)	(161,095)
Efectivo neto usado en las actividades de inversión	(1,749,690)	(1,651,749)
<b>Actividades de financiación</b>		
Distribución de utilidades	(1,298,000)	(1,158,143)
Disminución de obligaciones financieras	(74,783)	(145,704)
Patrimonio institucional incorporado	1,452	17,682
Reservas patrimoniales	(214,000)	(59,691)
Aportes de la Nación	1,345,379	453,411
Efectivo neto usado en las actividades de financiación	(239,952)	(892,445)
Aumento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	540,743	(21,751)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	181,156	202,907
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	\$ 721,899	\$ 181,156

*Véanse las notas adjuntas.*

**ORIGINAL FIRMADO**  
**ISAAC YANOVICH FARBAIARZ**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JORGE HERNANDO MARTÍNEZ JAIME**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 14471-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-53f  
(Véase mi informe del 15 de febrero de 2006)



**ECOPETROL**  
**Estados de Cambios en la Situación Financiera**

	Año terminado el	
	31 de diciembre de	
	2005	2004
	<i>(En millones de pesos)</i>	
<b>Recursos financieros provistos por:</b>		
Utilidad neta del año	\$ 3,253,756	\$ 2,110,506
Partidas que no afectan el capital de trabajo:		
Depreciación y amortización	1,386,343	1,652,368
Pasivos estimados y provisiones	509,085	875,809
Provisión para pensiones de jubilación	503,125	453,976
Provisión impuesto de renta diferido	(230,779)	(22,468)
Total provisto por las operaciones	5,421,530	5,070,191
Aportes de capital	1,345,379	453,411
(Aumento) disminución de inversiones	85,626	(538,219)
Disminución de cuentas por pagar a largo plazo	67,765	(13,972)
	6,920,300	4,971,411
<b>Recursos financieros aplicados a:</b>		
Distribución de utilidades	(1,298,000)	(1,158,143)
Mayores recursos entregados en administración	(2,296,583)	(1,731,263)
Reservas patrimoniales	(214,000)	(59,691)
Adiciones de propiedad, planta y equipo	(1,064,770)	(161,095)
Adiciones a recursos naturales y del ambiente	(189,374)	(1,364,694)
Aumento de otros activos	(6,679)	(243,234)
Disminución de obligaciones financieras a largo plazo	(71,995)	(126,035)
Aumento (disminución) de deudores a largo plazo	(38,091)	4,210
Aumento de anticipos, avances y depósitos	(80,037)	(185,362)
Disminución de obligaciones laborales a largo plazo	(37,287)	(53,586)
Disminución de otros pasivos	(81,145)	(145,811)
	(5,377,961)	(5,224,704)
Aumento (disminución) del capital de trabajo	\$ 1,542,339	\$ (253,293)
<b>Cambios en los componentes del capital de trabajo:</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 540,743	\$ (21,751)
Inversiones	579,720	(412,259)
Cuentas y documentos por cobrar	307,823	(109,574)
Inventarios	189,150	(70,348)
Anticipos, avances y depósitos	(42,732)	291,870
Gastos pagados por anticipado	(18,993)	(31,050)
Obligaciones financieras	2,788	19,669
Cuentas por pagar a largo plazo	632,111	(232,955)
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	(405,274)	135,462
Obligaciones laborales	(38,595)	(42,541)
Pasivos estimados y provisiones	(204,402)	220,184
Aumento (disminución) del capital de trabajo	\$ 1,542,339	\$ (253,293)

*Véanse las notas adjuntas.*

**ORIGINAL FIRMADO**  
**ISAAC YANOVICH FARBAIARZ**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**JORGE HERNANDO MARTÍNEZ JAIME**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 14471-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-531  
(Véase mi informe del 15 de febrero de 2006)

#### **6.5.4 Notas a los estados financieros por los años terminados en diciembre de 2005 y 2004**

### **ECOPETROL** **Notas a los Estados Contables** 31 de diciembre de 2005 y 2004

*(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos a menos que se indique lo contrario, excepto los valores en otras monedas, las tasas de cambio y utilidad por acción que están expresadas en pesos unitarios.)*

#### **NOTA 1. ENTE ECONÓMICO Y PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES**

##### **Entidad Reportante**

Ecopetrol, (en adelante Ecopetrol o la Empresa) fue constituida mediante Ley 165 de 1948 y transformada mediante el Decreto Extraordinario 1760 de 2003 a una sociedad pública por acciones, 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 normatividad que resulte aplicable. El domicilio principal es Bogotá D.C., y podrá establecer subsidiarias, sucursales y agencias en el territorio nacional y en el exterior.

Mediante decreto de transformación N° 1760 del 27 de junio de 2003, se escindió de la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol), la administración integral de las reservas de hidrocarburos propiedad de la Nación, y la administración de los activos no estratégicos representados en acciones y participaciones en sociedades; además, se modificó su estructura orgánica y se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) que en adelante emitirá y desarrollará la política petrolera de Colombia, (anteriormente responsabilidad de Ecopetrol) y la Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A., que recibió activos no estratégicos de propiedad de Ecopetrol en ese momento.

Al 31 de diciembre de 2005 la Empresa, mantiene vigentes los contratos y compromisos que se encontraban previamente suscritos con Ecopetrol. Los principales contratos que cubren las operaciones de Ecopetrol actuando como operador son: 3 contratos de producción incremental y 8 contratos comerciales con empresas privadas para la exploración y explotación de petróleo en Colombia. Los contratos donde Ecopetrol actúa como no operador son: 38 contratos comerciales con empresas privadas para la exploración y explotación de petróleo en Colombia, 60 contratos de asociación no comerciales, de los cuales 21 son de operación solo riesgo, 4 de bajo riesgo, 35 de operación estándar, posee 2 contratos de producción incremental. La Empresa posee 10 campos descubiertos no desarrollados e inactivos, 2 contratos de servicio de producción con riesgo, 1 contrato de colaboración empresarial para la explotación y exploración del Área La Cira Infantas y 1 contrato de servicios y colaboración técnica alianza Casabe; la Empresa opera directamente 111 campos.

Ecopetrol posee una participación del 49% en el Oleoducto del Alto Magdalena, 44% en el Oleoducto de Colombia, 35% en el Oleoducto Central y 50% en el Oleoducto Caño Limón Coveñas, administrados y/o gerenciados por la Sucursal en Colombia de Hocol S.A.; Oleoducto de Colombia S.A.; Ocensa S.A.; y, Ecopetrol, respectivamente. Los tres últimos oleoductos citados son operados por Ecopetrol.

La operación de los contratos de asociación, encomendada a socios privados, tiene una etapa de exploración de tres años, prorrogables hasta seis, con diferentes obligaciones de acuerdo con cada contrato. En caso de resultar positivas las exploraciones y aceptada la comercialidad del campo, Ecopetrol reembolsa, con la producción del campo, los costos directos de perforación y de desarrollo de los pozos productivos, en proporción a su porcentaje de participación según el contrato.

La etapa de desarrollo y explotación de los contratos de asociación dura 22 años a partir de la fecha de terminación del período de la exploración, sin exceder de 28 años la vigencia del contrato; a menos que se convenga una extensión bilateral. La producción extraída se distribuye en la generalidad de los casos así: 50% entre los asociados privados y el 50% restante a Ecopetrol, una vez descontado el 20% de regalías. En las mismas proporciones se distribuyen los costos de producción.

Los costos y gastos en que se incurren y las inversiones y obligaciones que se adquieren en el cumplimiento de las operaciones de los campos comerciales y otros ingresos percibidos son causados por el operador de la cuenta conjunta y facturados o distribuidos mensualmente, de acuerdo con los porcentajes de participación establecidos en cada contrato de asociación.

A la finalización de los contratos de asociación las empresas privadas deben dejar en producción los pozos que a tal fecha sean productores y entregar a la Nación de manera gratuita todas las construcciones y demás propiedades inmuebles y todos los bienes adquiridos en desarrollo de los contratos. Tales bienes eran parte del aporte de la Nación a Ecopetrol al momento de la reversión.

En la modalidad de solo riesgo, Ecopetrol no acepta la existencia de un campo comercial por lo que las empresas privadas tienen derecho a ejecutar los trabajos que estimen necesarios para la explotación del campo y de reembolsarse hasta el 200% del costo total invertido en tales trabajos por su cuenta y riesgo. El reembolso se hace con los hidrocarburos producidos menos las regalías correspondientes. Las demás condiciones son las aplicadas en contratos de asociación con comercialidad declarada.

##### **Base de Presentación**

Los estados contables adjuntos han sido preparados de los registros contables, los cuales se mantienen bajo la norma del costo histórico, modificada desde 1992 por las normas legales de la Contaduría General de la Nación (CGN) para reconocer el efecto de la inflación en determinadas cuentas no monetarias del balance general hasta el 31 de diciembre de 2001, incluyendo el patrimonio. La CGN autorizó a Ecopetrol para no aplicar el sistema de ajustes por inflación contable a partir del 1 de enero de 2002.

La preparación de los estados contables se hizo bajo normas y principios de contabilidad impartidos por la CGN y otras disposiciones legales. Los referidos principios pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otras normas y organismos de control del Estado y los conceptos sobre asuntos específicos emitidos por la CGN prevalecen frente a los principios de contabilidad pública generales. Para el reconocimiento contable de los hechos financieros, económicos y sociales se aplicó la base de causación y para el reconocimiento de la ejecución presupuestal se utilizó la base de caja en los ingresos y el compromiso en los gastos.

La Empresa registra en su sistema contable las cuentas de planeación y presupuesto, que incluyen los valores aprobados y ejecutados contenidos en los planes de desarrollo y en el presupuesto de ingresos y gastos. De esta manera, se integran los hechos financieros, económicos y sociales planeados y presupuestados en sus diferentes etapas de ejecución acorde con la Ley Orgánica de Presupuesto.

#### **Segmentos**

La Empresa opera en cinco segmentos principales de actividad: exploración, producción, refinación, transporte y comercialización.

#### **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.

Los estados contables desglosan los rubros según lo establecido en las normas legales y, en su defecto, aquellos que representan el 5% ó 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 puede contribuir a una mejor interpretación de la información financiera.

#### **Uso de Estimaciones**

La preparación de estados contables de acuerdo con principios de contabilidad pública, requiere que la Administración de la Empresa haga estimaciones y presunciones que podrían afectar los importes registrados de los activos, pasivos, los resultados del año y las notas adjuntas. Los valores actuales de mercado podrían diferir de dichas estimaciones.

#### **Transacciones en Moneda Extranjera**

Las transacciones en moneda extranjera se efectúan de acuerdo con las normas legales vigentes y se registran a las tasas de cambio aplicables en la fecha que ocurren. Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de mercado de \$2,284.22 y \$2,389.75 por US\$1 al 31 de diciembre de 2005 y 2004, respectivamente.

El ajuste por diferencia en cambio generado por los pasivos en moneda extranjera es registrado contra resultados del año, salvo cuando tal ajuste sea imputable a costos de adquisición de activos que estén en construcción y hasta que se encuentren en condiciones de utilización.

La Empresa, en el desarrollo de las actividades de exploración y producción petrolera tiene libertad en el manejo de las divisas que recibe; y además puede adquirir las divisas que necesita en el mercado local por pertenecer al régimen general cambiario.

#### **Efectivo y Equivalentes de Efectivo**

El efectivo y los equivalentes de efectivo están representados por el disponible en bancos y las inversiones de alta liquidez con vencimiento dentro de los tres meses siguientes a su adquisición.

#### **Instrumentos Financieros Derivados**

La Empresa ha efectuado acuerdos de cobertura de tasas de interés para protegerse de las variaciones en tasas fijas frente a las tasas variables de las obligaciones financieras. La diferencia entre los montos pagados y los ingresos recibidos bajo operaciones de cobertura es reconocida como gastos financieros de la deuda. Ecopetrol no utiliza estos instrumentos financieros con propósitos especulativos.

Las operaciones de cobertura se llevan a cabo con bancos y otras contrapartes con calificación de riesgo crediticio superior o igual a AA+.

La Empresa hace evaluaciones periódicas en función al riesgo de mercado de las operaciones de cobertura y conjuntamente con la Junta Directiva y la administración determinan la necesidad de prórroga o cancelación anticipada de los contratos suscritos, cuando estos resultan inefectivos; en caso de cancelación los efectos financieros y contractuales son reconocidos en los resultados del período.

#### **Inversiones**

Las inversiones de renta fija se registran inicialmente al costo y mensualmente se ajustan a su valor de mercado afectando los resultados del año. Para efectos de la valoración, las inversiones de renta fija y variable se clasifican en negociables y no negociables. El valor de mercado de las inversiones de renta fija se determina mediante cálculo del valor presente de los flujos futuros de capital e intereses, descontados a una tasa de interés de mercado que incluye la determinación de la tasa básica y del margen de solvencia del emisor.

El valor de mercado de las inversiones de renta variable se determina con base en su cotización en bolsa, su grado de bursatilidad, el valor intrínseco para aquellas que no se negocian en bolsa y la participación en la sociedad receptora de la inversión, y se compara con su costo al cierre del año con el fin de determinar la valorización y/o provisión correspondiente.

Las inversiones en las que la Empresa posee más de un 50% del capital suscrito se encuentran en proceso de liquidación o están disponibles para la venta, por lo que no se contabilizan por el método de participación.

#### **Cuentas de Dudoso Recaudo**

La provisión para cuentas de dudoso recaudo se revisa y actualiza al final de cada año, según el análisis de saldos por edades y evaluaciones de cobrabilidad de las cuentas individuales. La Empresa realiza las gestiones administrativas y jurídicas necesarias para recuperar la cartera en mora, así como la liquidación y cobro de los intereses a los clientes que incumplan las políticas de pago.

#### **Inventarios**

Los inventarios están valuados al menor entre el valor de mercado y el costo promedio; y costo real incurrido para los inventarios en tránsito. Al cierre del año se calculan provisiones para reconocer la obsolescencia de los materiales y la pérdida del valor de mercado.

Los materiales y suministros provenientes de operaciones asociadas, son administrados por los operadores de los contratos de asociación y reportados a través de la cuenta conjunta a su costo de adquisición, de acuerdo con sus orígenes monetarios; estos materiales son valuados al costo promedio. Los consumos de inventarios son imputados a la operación conjunta como gasto o inversión, según corresponda.

#### **Propiedad, Planta y Equipo y Depreciación**

La propiedad, planta y equipo se registra a su costo ajustado por inflación hasta 2001, el cual incluye gastos financieros y las diferencias de cambio por financiación en moneda extranjera hasta la puesta en servicio del activo. Cuando se vende o retira un activo, el costo ajustado y la depreciación acumulada son cancelados y cualquier pérdida o ganancia es reconocida en los resultados del año.

La depreciación se calcula por el método de línea recta, con base en la vida útil de los activos sobre el total del costo de adquisición. Las tasas anuales de depreciación utilizadas son:

	%
Edificaciones y ductos (*)	5
Plantas y equipos	10
Equipo de transporte	20
Equipo de cómputo	33.3

(\*) Excepto Caño Limón Coveñas, el cual se deprecia a la tasa del 10% y, el Poliducto de Oriente que se deprecia bajo el método de saldos decrecientes a partir de 2005

La utilidad o pérdida en la venta o retiro de la propiedad, planta y equipo es reconocida en los resultados del año en que se efectúa la transacción. Los desembolsos normales por mantenimiento y reparaciones son incluidos en gastos y aquellos significativos que mejoran la eficiencia o extienden la vida útil son capitalizados.

#### Recursos Naturales y del Ambiente

La Empresa emplea un método similar al internacionalmente reconocido de esfuerzos exitosos para la contabilización de las inversiones en áreas en proceso de exploración y explotación, las cuales se amortizan por el método de unidades técnicas de producción sobre la base de las reservas probadas desarrolladas por campo, de acuerdo con estudios técnicos elaborados internamente por el Departamento de Yacimientos de la Empresa y aprobado por el comité de reservas, siguiendo metodologías de estimación recomendadas por organizaciones internacionales de especializados en reservas de hidrocarburos. Los costos de pozos secos exploratorios y los costos de estudios geológicos y geofísicos en áreas en evaluación se tratan como gastos del período en que se determina el resultado de los pozos. Una vez completados los pozos de perforación exitosa, los costos de elementos tangibles forman parte de la propiedad, planta y equipo, al igual que los costos de intangibles de las inversiones petrolíferas.

La Empresa registra como yacimientos y aforos los aportes de la Nación representados en las reservas de crudo y gas provenientes de las reversiones de áreas petrolíferas a favor del Estado. Las reservas se valorizan mediante el modelo técnico económico, donde el valor por barril resulta de la relación del valor presente neto obtenido a una tasa de descuento y del total de reservas probadas. El agotamiento se calcula con base en los barriles producidos por el costo por barril, calculado en la fecha de reversión, adicionado con el ajuste por inflación acumulado hasta el 31 de diciembre de 2001.

A partir del 2000, el valor de las reservas extraídas por la Empresa, en forma directa o en asociación con terceros, constituyen costos de producción y un aporte en especie al capital, de acuerdo con la metodología de valuación del Decreto 2625 de 2000, exceptuando las reservas de concesiones o asociaciones que ya hubieren sido contabilizadas como yacimientos y aforos según Decreto 1209 de 1994. De igual manera se aplica esta metodología a los aportes de la Nación enunciados en el Decreto Extraordinario 1760 de junio de 2003, a partir de su vigencia.

#### Deterioro en Valor de Activos de Larga Vida

Al final de cada año se revisa el valor neto de los activos de larga vida que se mantienen y utilizan, incluyendo aquellos a ser desmantelados, cuando ocurren circunstancias o cambios indicativos de que el valor según libros podría no ser recuperable. El registro de provisiones coincide usualmente con la formalización de un plan de acción por parte de Ecopetrol, que incluye entre otros la oferta a terceros de dichos activos.

#### Fiducias Mercantiles

Las fiducias mercantiles comprenden los fondos con destinación específica, entregados en fiducia como patrimonios autónomos, para el pago de las obligaciones pensionales o para el fondo de autoseguro. Se contabilizan como ingreso los rendimientos, netos de los correspondientes gastos de administración. Los rendimientos financieros son estimados con base en la valoración a precios de mercado y el método establecido por la Superintendencia Financiera.

#### Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera "FAEP"

El Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP) de disponibilidad restringida, sólo constituye ingreso para Ecopetrol en la medida del reintegro efectivo por parte del Banco de la República y proporcionalmente a la disminución de los niveles de producción de los campos Cusiana, Cupiagua y Caño Limón. Además, no puede utilizarse como garantía de créditos antes de su percepción efectiva.

A partir del 1 de enero de 2004, Ecopetrol controla y registra el ahorro y desahorro que le corresponde, calculado en función de la producción.

#### Cargos Diferidos y Otros Activos

Los cargos diferidos y otros activos incluyen los costos de mantenimiento y reparaciones mayores de plantas, tanques y equipos, los cuales son amortizados por el método de línea recta en el tiempo estimado, de dos a cuatro años, en que estos costos generarán beneficios.

El 70% del valor facturado por los contratistas, según contratos BOMT (construcción, operación, mantenimiento y transferencia), se reconoce como cargo diferido, amortizable según las condiciones previstas en la Ley 401 de 1997 y el Decreto 958 de 1998, en función de los pagos efectivamente percibidos de Ecogás.

La corrección monetaria atribuible a cuentas no monetarias, vinculadas a actividades de exploración y desarrollo, se contabilizó como activo o pasivo diferido hasta el 31 de diciembre de 2001, y se trasladan a los resultados durante el período de amortización y/o depreciación de los activos que la originaron y en un término que no excede de 10 años.

#### Valorizaciones

##### a. Inversiones

Las valorizaciones y el superávit por valorización de inversiones corresponden a la diferencia entre el costo ajustado por inflación y el valor intrínseco o su precio de cotización en bolsa.

##### b. Propiedad, planta y equipo

Las valorizaciones y el superávit por valorización de propiedad, planta y equipo forman parte del patrimonio, y 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 para planta y equipo, determinado por peritos inscritos en la lonja o por el Departamento de Ingeniería de la Empresa, respectivamente. Si el estudio técnico resulta inferior al costo neto, la diferencia se contabiliza como menor valor de la valorización hasta agotarla, y cualquier exceso como desvalorización, sin afectar el estado de actividad financiera, económica y social.

#### Impuesto sobre la Renta

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tasa oficial del 35% (más el 10% de sobretasa) por el método de causación, sobre la mayor entre la renta presuntiva o la renta líquida 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 crédito o débito, respectivamente, siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán y en el caso del activo, que en ese momento se generará suficiente renta gravable para recuperar el impuesto diferido activo.

El impuesto sobre la renta se presenta neto, luego de deducir los anticipos pagados y las retenciones en la fuente a favor.

#### **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 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 prevén 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.

#### **Obligaciones Laborales y Pensionales (continuación)**

Ecopetrol tiene su propio régimen de pensiones, consignado en su convención colectiva de trabajo y en el Acuerdo 01 de 1977, así como en las disposiciones colombianas vigentes. El cálculo actuarial incluye empleados activos con contrato a término indefinido, jubilados y herederos, para los conceptos de pensiones, salud y educación; los empleados temporales, activos y retirados, para los bonos pensionales. El cálculo de los bonos está regulado por los Decretos 1748 de 1995, 1474 de 1997 y 876 de 1998; y, de acuerdo con la Ley 100 de 1993 y su decreto reglamentario.

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, la cual es obtenida con base en la experiencia de la Empresa durante el año. Igualmente, se considera la experiencia de Ecopetrol para el cálculo de los auxilios educacionales, considerando el costo promedio anual de cada una de las Gerencias, subdivididos de acuerdo con la clase de estudios: preescolar, primaria, bachillerato y universidad.

En caso de retiro injustificado, el empleado tiene derecho a recibir pagos adicionales que varían de acuerdo con el tiempo de servicio y el salario.

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 de 2003 determinó que a los trabajadores de Ecopetrol que ingresaron a partir del 29 de enero de 2003 se les aplicará lo dispuesto en el Régimen General de Pensiones de Seguridad Social.

#### **Regalías**

a Nación, determinadas conforme a los respectivos términos, condiciones y requisitos según las normas legales vigentes de minas y de petróleos y en los contratos de asociación. Estos se pagan sobre toda producción de petróleo y gas de Ecopetrol y sus asociados. Ecopetrol en su calidad de agente recaudador recibe regalías de sus asociados en petróleo y gas y entrega su equivalente en efectivo a la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Con la entrada en vigencia del Decreto Extraordinario 1760 de 2003, Ecopetrol recauda y comercializa los volúmenes de las regalías provenientes de operaciones directas y contratos suscritos con anterioridad al 31 de diciembre de 2003; función transferida a la ANH, sobre los contratos celebrados a partir del 1° de enero de 2004.

#### **Reconocimiento de Ingresos, Costos y Gastos**

Los ingresos se reconocen así: las ventas de petróleo crudo, gas, productos refinados y petroquímicos, en el momento que ha habido transferencia de dominio al comprador, con todos sus riesgos y beneficios; los ingresos por servicios de transporte, cuando los productos son despachados conforme a los términos de la venta; y, en los demás casos, en el momento que se han devengado y nace el derecho cierto, probable y cuantificable de exigir su pago. Los costos y gastos se contabilizan al recibo de los bienes o servicios o cuando existe la certeza de la ocurrencia de un hecho económico. Se registran como otros gastos no operacionales los faltantes y pérdidas de combustible por robos y voladuras.

De acuerdo con la Ley 209 de 1995, los traslados efectuados al FAEP, sólo constituyen ingresos para Ecopetrol en la medida en que se produzca el reintegro efectivo por parte del Banco de la República por desahorros, cuando disminuyen los niveles promedio de producción de los campos involucrados; mientras que los correspondientes costos de producción forman parte de los resultados cuando se incurren.

El ingreso por intereses de mora en el recaudo de la cartera se reconoce atendiendo los principios de prudencia y realización.

#### **Abandono de Campos**

Incluye los costos estimados 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 de producción, sobre la base de las reservas probadas y desarrolladas. Los cambios resultantes de nuevas estimaciones del pasivo por abandono y restauración ambiental, son llevados a los resultados del ejercicio corriente. Los saldos de los pasivos por este concepto, se ajustan por diferencia en cambio.

A partir de la extensión de determinados contratos de asociación, los costos de abandono serán asumidos en los porcentajes de participación establecidos en la extensión de cada uno de los contratos, los cuales a su vez, serán fondeados hasta su monto total, previo acuerdo con los socios del contrato.

#### **Contabilización de Contingencias**

A la fecha de emisión de los estados contables pueden existir condiciones que desemboquen en pérdidas para la Empresa, pero que sólo se conocerán si en el futuro determinadas circunstancias se presentan. Dichas situaciones son evaluadas por la Gerencia 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 y los reclamos que aún no se hayan iniciado. De otra parte, la Empresa mantiene las pólizas de seguros para cubrir determinados riesgos de operación y protección de activos.

#### **Riesgos e Incertidumbres**

La Empresa está sujeta a ciertos riesgos de operación tales como terrorismo, hurtos de productos, cambios internacionales del precio del crudo y daños ambientales.

**Utilidad Neta por Acción**

La utilidad neta por acción se calcula con base en el promedio de las acciones en circulación durante el año.

**Cuentas de Orden**

Representan los hechos o circunstancias de las cuales pueden derivarse derechos u obligaciones que afecten a la Empresa.

**NOTA 2. ACTIVOS Y PASIVOS DENOMINADOS EN MONEDA EXTRANJERA**

	2005		2004	
	(Miles)	(Millones equivalentes)	(Miles)	(Millones equivalentes)
<b>Activos:</b>				
Fondo de ahorro de estabilización petrolera - FAEP	US\$1,395,613	\$3,187,887	US\$1,147,702	\$2,742,720
Inversiones	654,306	1,494,579	408,600	976,450
Anticipos operaciones asociadas para inversiones	84,121	192,150	187,259	447,502
Clientes productos del exterior	143,474	327,727	78,785	188,276
Fondos especiales y rotatorios	168,191	384,185	221,487	529,298
Deudores varios	79,961	182,647	48,009	128,346
Efectivo y equivalentes de efectivo	213,654	488,033	33,029	78,931
Contratos ECOGAS BOMT's	398,029	909,185	312,471	746,727
Otros anticipos	122,684	280,236	7,254	17,336
	<b>US\$3,260,033</b>	<b>\$7,446,629</b>	<b>US\$2,444,596</b>	<b>\$5,855,586</b>
<b>Pasivos:</b>				
Fondo de ahorro de estabilización petrolera - FAEP	US\$1,395,636	\$3,187,939	US\$1,147,702	\$2,742,720
Obligaciones financieras	56,978	130,150	94,419	225,637
Depósitos recibidos de terceros	17,260	—	39,439	94,249
Obligaciones potenciales BOMT	159,108	363,437	178,824	427,344
Proveedores	2,761	6,307	45,848	109,566
Costos de abandono	419,541	958,324	438,295	1,047,416
Financiación de asociados	119,609	273,212	130,628	312,167
Pasivos estimados y provisiones	6,724	15,359	—	—
Depósitos y garantías	17,260	39,426	93,073	222,420
	<b>US\$2,194,877</b>	<b>\$4,974,154</b>	<b>US\$2,168,228</b>	<b>\$5,181,519</b>

**NOTA 3. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO**

	2005	2004
Fondos especiales y rotatorios	\$ 553,646	\$ 81,840
Bancos y corporaciones	167,733	98,470
Caja	520	846
	<b>\$ 721,899</b>	<b>\$ 181,156</b>

En diciembre de 2005, la Empresa suscribió la promesa de mandato de custodia, inversión y administración de un portafolio internacional conformado por algunos excedentes de tesorería, con el Fondo Latinoamericano de Reservas – FLAR en virtud de la facultad establecida en el artículo 90 del Decreto 2394 de 2003, para lo cual se obliga a hacer entrega al FLAR de US\$200 millones, en cualquier momento y en cualquier caso antes del 15 de abril de 2006.

**NOTA 4. INVERSIONES**

	2005	2004
<b>Corrientes:</b>		
Renta fija:		
Inversiones en dólares:		
Depósitos a término	\$1,500,878	\$ 982,181
Fondo Santiago de las Atalayas	244,788	262,890
Bonos emitidos por el Gobierno	48,521	—
Títulos de devolución de impuestos	17,465	—
Bonos privados	13,713	1
Títulos de tesorería – TES	—	573
	<b>\$1,825,365</b>	<b>\$1,245,645</b>
<b>Largo plazo:</b>		
Renta variable – acciones	\$ 973,462	\$1,033,640
Renta fija:		
Bonos emitidos por el Gobierno	539,943	611,836
Fondo Autoseguro	145,328	83,176
Fondo Santiago de las Atalayas	83,389	82,780
Títulos de tesorería – TES	4,772	3,776
	<b>1,746,894</b>	<b>1,815,208</b>
Menos provisión para protección de inversiones (acciones de Oleoducto de Colombia S.A.)	(130,254)	(112,942)

\$1,616,640

\$1,702,266

Las inversiones en acciones se clasifican como corrientes por la expectativa de su venta, liquidación o cesión. Un resumen de las inversiones a largo plazo de renta variable y su provisión, es como sigue:

	Número Acciones	Porcentaje Participación	Costo Histórico	Valor Mercado Intrínseco	Valorización/ (Provisión)
Oleoducto Central S.A.	1,820,824	35	\$ 396,021	\$ 630,224	\$ 234,203
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	6,310,980	7	185,297	359,797	174,500
Oleoducto de Colombia S.A.	15,925	44	181,569	51,642	(129,927)
Transelca S.A.	1,053,373,775	35	115,665	222,693	107,028
Electricaribe S.A.	600,000,000	4	60,000	-	-
Electrocosta S.A.	180,000,000	3	18,000	-	-
Monómeros Colombo-Venezolanos	221,900,979	14	7,107	31,932	24,825
Invercolsa S.A.	611,543,528	25	5,931	59,422	53,491
Serviport	53,714,116	52	2,081	3,313	1,232
Explotaciones Córdor	15,000	100	1,388	74,684	73,296
Ferticol S.A.	2,062,841	27	231	19	(212)
Colpet	99,933	100	115	-	(115)
Sagoc	1,000	100	48	63,731	63,683
Postal Services S.A.	3	3	9	9	-
Banco Ganadero S.A.	2,481	-	-	-	-
Colombia Telecomunicaciones	100	-	-	-	-
			\$973,462	\$1,497,466	\$ 602,004

#### NOTA 5. CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR

	2005	2004
Parte corriente:		
Clientes:		
Nacionales	\$517,936	\$327,306
Del exterior	169,949	117,887
Deudores varios	87,484	42,753
Reintegros y rendimientos de inversiones	73,586	67,023
Contratos de asociación - operaciones conjuntas	44,871	37,950
Vinculados económicos (Nota 14)	30,861	240
Clientes servicios industriales	29,402	31,820
Deudas de difícil cobro	20,010	28,650
Documentos por cobrar	11,465	18,346
Cuentas por cobrar al personal	2,726	9,216
	988,290	681,191
Menos provisión para cuentas de dudoso recaudo	(28,760)	(29,484)
	\$959,530	\$651,707

	2005	2004
Parte a largo plazo:		
Cavipetrol – préstamos empleados para vivienda	\$156,549	\$115,575
Cartera de créditos	14,054	17,607
Otros	2,930	2,260
	\$173,533	\$135,442

Determinación y clasificación de la cartera, de acuerdo con su vencimiento:

	Días de Vencimiento			Total
	0 - 180	181 - 360	Más de 360	
Cartera en mora (1)	\$ 20,531	\$157	\$2,724	\$ 23,412
Cartera corriente	684,483	-	-	684,483
	\$705,014	\$157	\$2,724	\$707,895
Clientes nacionales	\$428,875	\$153	\$2,721	\$431,749
Clientes del exterior	276,139	4	3	276,146
	\$705,014	\$157	\$2,724	\$707,895

Incluye \$0.5 millardos en proceso de cobro jurídico.

#### NOTA 6. INVENTARIOS

	2005	2004
Crudo, gas y productos	\$ 693,412	\$ 507,422
Materia prima – productos en tránsito	50,390	65,276

Materiales de operación	16,105	7,306
Menos provisión para obsolescencia, lento movimiento y diferencia en precios	759,907	580,004
	(243)	(9,490)
	\$ 759,664	\$ 570,514

#### **NOTA 7. ANTICIPOS, AVANCES Y DEPÓSITOS**

	2005	2004
Entidades oficiales (1)	\$ 667,435	\$ 547,378
Asociados en operaciones conjuntas (3)	351,867	511,972
Avance de tarifas Oleoducto Central S.A. (2)	265,399	185,362
Contratistas	33,071	29,429
Trabajadores	14,908	12,109
Anticipos a proveedores	4,597	10,172
Agentes de aduana	2,235	5,785
Parte a largo plazo	1,339,512	1,302,207
	265,399	185,362
	\$1,074,113	\$1,116,845

- (1) Incluye transacciones con la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN por autorretenciones de renta y con las Administraciones de Hacienda Municipales de Cartagena y Barrancabermeja por los anticipos del impuesto de industria y comercio.
- (2) El requerimiento anual de ingresos de Ocensa se vio disminuido por la diferencia entre la devaluación esperada al principio del año y la revaluación real de 13,98% al final de 2004. Por tal razón fue necesario acudir a los mecanismos previstos en el acuerdo de transporte de Ocensa los cuales contemplan la figura del Avance de Tarifa para complementar el pago de las necesidades de caja de Ocensa a cargo de sus accionistas. El avance por \$265.4 millardos (US\$116 millones) será recuperado una vez se termine el pago de las obligaciones financieras de dicha compañía previsto para 2007. Durante 2005, se giraron anticipos adicionales por USD42.9 millones los cuales fueron ajustados en US\$4.4 millones por efecto de la revaluación ocurrida durante el año.
- (3) Operaciones asociadas:

Operador	2005	2004
Asociadas:		
BP Exploration Company (Colombia) Ltd	\$103,605	\$215,346
Hocol S.A.	48,905	25,571
Petrobrás Colombia Ltd.	41,398	30,588
Omimex de Colombia Ltd.	25,803	24,483
Petrobrás International Braspetro B.V.	19,349	24,807
Occidental de Colombia Inc.	12,600	18,024
Perenco Colombia Ltd.	7,082	4,227
Otras operaciones	5,463	3,893
Mercantile Colombia Oil And Gas Mcog	1,917	112
Hupecol L L C	1,795	-

Operador	2005	2004
Kappa Resources Colombia LTD	1,660	-
Nexem Petroleum Ltd	820	4,980
Argosy Energy Internacional	128	220
Petrotesting	103	291
Petrosantander Colombia Inc.	72	1,807
Petróleos del Norte S.A.	28	64
Petrocolombia S.A.	-	803
Chevron Texaco Petroluem Company	-	240
Operador - Ecopetrol:		
Oleoducto Caño Limón	79,887	139,864
Acuerdo Master TLU1	578	4,992
Operación y mantenimiento TLU1	446	-
Riesgo compartido Zeuz I	97	-
Gasoducto Opon	86	6,439
Riesgo compartido Guayabillas 1	40	987
Riesgo compartido Puma 1	5	1,241
Riesgo compartido Alamo 1	-	347
Riesgo compartido Guariques 1	-	2,646
	\$351,867	\$511,972

#### **NOTA 8. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO**

Terrenos	\$ 65,076	\$ 63,708
Construcciones en curso	957,598	523,807
Edificaciones	884,576	830,153
Planta y equipo	9,833,247	9,616,365
Ductos	3,607,858	3,290,712
Otros activos fijos	231,450	223,129
Equipo de investigación	100,506	94,760
Equipo de cómputo	255,886	254,602
Equipo en depósito y en tránsito	415,657	389,848
	16,351,854	15,287,084



Menos depreciación acumulada	(10,404,768)	(9,531,875)
Menos provisión planta y equipo	(102,064)	(75,867)
	<b>\$ 5,845,022</b>	<b>\$ 5,679,342</b>

Las obras en ejecución cubren proyectos en desarrollo y se transfieren una vez inicien su etapa productiva y estén en condiciones de utilización.

Durante 2005, la Empresa contrató el conteo físico y valuación de los activos de la Empresa, para lo cual espera resultados en el segundo semestre de 2006.

#### **NOTA 9. RECURSOS NATURALES Y DEL AMBIENTE**

	2005	2004
Inversiones petrolíferas amortizables	\$ 7,708,114	\$ 6,915,136
Menos – amortización acumulada	(5,075,849)	(4,756,390)
	2,632,265	2,158,746
Costos de taponamiento y abandono, desmante de facilidades y recuperación ambiental	963,630	1,048,605
Menos – amortización acumulada	(797,305)	(712,398)
	166,325	336,207
Yacimientos y afloros (1)	701,590	700,819
Menos – agotamiento acumulado	(514,885)	(431,997)
	186,705	268,822
Exploraciones en curso	170,292	688,239
	<b>\$3,155,587</b>	<b>\$3,452,014</b>

(1) El aforo de reservas está representado en los yacimientos recibidos de las reversiones de contratos de concesión y asociación, administrados, así:

	2005	2004
Yacimientos y afloros:		
Gerencia Centro	\$ 520,218	\$ 519,447
Gerencia Alto Magdalena	154,514	154,514
Gerencia Oriente	26,858	26,858
	<b>\$ 701,590</b>	<b>\$ 700,819</b>

#### **NOTA 10. RECURSOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN**

El Decreto 2153 de 1999, obligó a la Empresa a fondear hasta el 70% de su pasivo pensional al 31 de diciembre de 1998, mediante aportes anuales desde 2000 hasta 2007. Sin embargo, de acuerdo con el Decreto Extraordinario 1760 de 2003 la Empresa podrá emitir acciones para colocarlas a nombre de sus patrimonios autónomos, en calidad de aportes destinados a cubrir sus obligaciones pensionales. Al 31 de diciembre tiene constituido los siguientes fondos de pensiones:

	2005	2004
Previcafé	\$ 3,161,251	\$ 2,508,009
Fiduciaria Popular	2,139,651	1,549,771
Fiduciaria Bogotá	1,976,442	1,152,007
Fiducolombia	1,341,354	1,112,328
	<b>\$ 8,618,698</b>	<b>\$ 6,322,115</b>

Los fondos están convenidos con contratos irrevocables a cinco años, condicionados a niveles y tipo de inversión y sujetos al control de los Comités de Inversiones de la Empresa. El portafolio en términos reales generó un rendimiento de 15,2% anual.

Durante 2005 se consolidó la estrategia del fondeo del pasivo pensional que tuvo un crecimiento importante, al pasar de \$6.3 billones en diciembre de 2004 a \$8.6 billones en diciembre de 2005, incluyendo aportes extraordinarios de \$1.1 billones durante 2005.

Comportamiento de la cobertura de los patrimonios autónomos con referencia al pasivo pensional:

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	(En millardos)					
Pasivo pensional (Nota 16)	\$6,322	\$7,020	\$7,837	\$8,626	\$9,080	\$9,583
Patrimonios autónomos	2,741	3,239	3,769	4,590	6,322	8,618
Cobertura	43%	46%	48%	53%	70%	90%

#### **NOTA 11. FONDO DE AHORRO DE ESTABILIZACIÓN PETROLERA "FAEP"**

	2005	2004
Campo Cusiana y Cupiagua	\$2,327,310	\$2,301,292
Campo Caño Limón	860,577	441,428
	<b>\$3,187,887</b>	<b>\$2,742,720</b>

El FAEP fue constituido de acuerdo con la Ley 209 de 1995, como un sistema de manejo de cuentas en el exterior, de disponibilidad restringida y administrado por el Banco de la República. El traslado de estos recursos al Fondo tiene un carácter estrictamente temporal y como único propósito el ahorro fiscal y la estabilización macroeconómica y no significa su apropiación por parte de la Nación. Los campos de Cusiana, Cupiagua y Caño

Limón son los generadores de ahorro para el Fondo. Durante 2005 el FAEP ha tenido una tasa de rendimiento anual aproximado de 4,67%. El 2 de julio de 2004 la Contaduría General de la Nación ratificó el procedimiento utilizado por la Empresa para el reconocimiento de los ingresos del FAEP y adoptó dicho procedimiento dentro del plan general de contabilidad pública para Colombia. Previamente, el tratamiento contable estaba amparado en la Ley 209 de 1995.

Resumen de la constitución, los ahorros y desahorros del Fondo:

	Cusiana Cupiagua	Caño Limón
	(Miles)	
Saldo inicial	US\$ 962,985	US\$184,717
Ahorro	104,343	210,029
Desahorro	(48,464)	(17,997)
Saldo al 31 de diciembre	US\$1,018,864	US\$376,749

**NOTA 12. CARGOS DIFERIDOS Y OTROS ACTIVOS**

	2005	2004
Impuesto sobre la renta diferido (Nota 15)	\$ 921,833	\$ 623,094
Contratos BOMT – ECOGAS (Nota 30)	866,451	751,484
Gastos preoperativos (2)	169,823	63,600
Fondo pensiones de jubilación de personal vinculado a operaciones conjuntas		
	152,376	128,649
FAEP - Fondo Nacional de Regalías (1)	132,608	325,991
Cargo por corrección monetaria diferida, neto	111,362	131,633
Fondo Minero	59,400	46,788
Cargos diferidos, neto	48,057	107,299
Mantenimiento y reparaciones mayores de plantas, tanques y equipos		
	32,782	34,051
Marcas, licencias y patentes	31,377	2,509
Otros	14,760	16,987
Software	14,469	17,418
Bienes retirados	1,619	1,996
	\$2,556,917	\$2,251,499

Depósitos recibido del FAEP a favor de Ecopetrol para atender un remanente del Fondo Nacional de Regalías y tiene como destino exclusivo el pago de las deudas vigentes al 29 de diciembre de 2000, por la financiación de proyectos y programas de desarrollo de los municipios y departamentos productores y no productores de hidrocarburos. Ecopetrol hace los desembolsos en la medida que el Ministerio de Hacienda y Crédito Público emite las respectivas aprobaciones. Las cuentas por pagar incluyen un valor equivalente como depósitos y garantías (Véase Nota 14).

Al 31 de diciembre de 2005, los gastos preoperativos incluyen un neto de \$131,633, para el plan de mejoramiento de refinerías. Los costos son amortizados en cinco años, en función del beneficio económico esperado como resultado de la implantación de este programa.

**NOTA 13. OBLIGACIONES FINANCIERAS**

	Tasa de Interés	2005	2004	2005	2004
	2005/2004	(Miles)			
Deuda en moneda extranjera					
Japan Eximbank	Libor + 0.34%	US\$56,250	US\$93,750	\$128,487	\$224,039
Deuda en moneda local – Transelca S.A.	7.70%			31,451	11,850
Sobregiros e intereses		1	1	2,949	1,781
		56,251	93,751	162,887	237,670
Menos: Porción corriente		37,500		100,459	103,247
		US\$18,751	US\$93,751	\$ 62,428	\$134,423

Las obligaciones en moneda extranjera, están garantizadas directamente por la Nación Colombiana.

Las obligaciones en moneda nacional están garantizadas con contratos de crédito de tesorería, con vencimiento el 27 de junio de 2006 y 18 de mayo de 2009 respectivamente.

Vencimientos futuros de las obligaciones financieras en moneda extranjera:

Año	Miles	Equivalente
2006	US\$37,500	\$ 85,658
2007	18,750	42,829
	US\$56,250	\$128,487

**NOTA 14. CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON VINCULADOS ECONÓMICOS**

	2005	2004
Depósitos recibidos de terceros	\$ 272,898	\$ 488,747
Anticipos asociados	257,274	393,154
Reembolsos costos exploratorios	168,444	158,859
Proveedores	42,164	160,314
Acreedores varios	10,556	111,726
Vinculados económicos	12	2,894
	751,348	1,315,694
Parte corriente	676,707	1,308,818
	\$ 74,641	\$ 6,876

Resumen de saldos más representativos con vinculados económicos, en los cuales Ecopetrol posee inversiones o intereses directos, y que están incluidos en cuentas de deudores, proveedores y cuentas por pagar:

	Cuentas por Cobrar	Cuentas por Pagar
Oleoducto Central S.A. – Anticipos de tarifas	\$276,392	\$ –
Colpet	30,994	–
Ferticol S.A.	13,971	–
Oleoducto de Colombia S.A.	1,934	4,210
Cavipetrol	52	873
Explotaciones Cóndor S.A.	48	12
Transelca S.A.	–	31,450
Sagoc	–	91
Saldo al 31 de diciembre de 2005	\$323,391	\$36,636
Saldo al 31 de diciembre de 2004	\$220,584	\$38,455

Principales transacciones durante el año con vinculados económicos:

	Dividendos Recibidos	Industriales por Ventas y Servicios	Financieros	Arrendamientos	Otros
Ingresos:					
Oleoducto Central S.A.	\$ –	\$ 12,788	\$ –	\$12,590	\$ 105
Ferticol S.A.	–	4,869	–	–	8,705
Oleoducto de Colombia S.A.	–	2,775	–	–	121
Transelca S.A.	3,012	–	–	–	–
Cavipetrol	–	–	–	2	2
Serviport	7	–	–	–	–
Colpet	–	–	–	–	304
Sagoc	–	–	–	–	156
Explotaciones Cóndor	–	–	–	–	6
Total 2005	\$ 3,019	\$ 20,432	\$ –	\$12,592	\$ 9,399
Total 2004	\$41,244	\$188,099	\$7,730	\$ –	\$16,405

	Pensiones de Jubilación	Costos de Producción	Costo de Ventas	Gastos Financieros	Otros
Egresos:					
Oleoducto Central S.A.	\$ –	\$ –	\$442,774	\$ –	\$ 226
Cavipetrol	–	–	10,540	3,132	3,331
Oleoducto de Colombia S.A.	–	–	–	–	83
Ferticol	–	–	–	–	35
Explotaciones Cóndor	–	–	–	–	78
Transelca S.A.	–	–	–	–	621
Serviport	–	–	–	–	27
Sagoc	–	–	–	–	711
Total 2005	\$ 8,323	\$ –	\$453,314	\$ 3,132	\$ 5,112
Total 2004	\$ –	\$ 812	\$330,966	\$10,665	\$12,906

**NOTA 15. IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y TASAS POR PAGAR**

	2005	2004
Impuesto sobre la renta	\$1,246,325	\$ 828,352
Retención en la fuente e impuesto de timbre	43,216	44,964
Regalías por pagar	265,282	204,347
Impuesto global a la gasolina (1)	87,316	91,058
Impuesto a las ventas por pagar	66,540	107,747
Retención en la fuente sobre IVA	12,562	16,402
Otros menores	7,371	3,592
Impuesto de industria y comercio y otros menores	6,498	4,131
FAEP	–	29,243
	\$1,735,110	\$1,329,836

- (1) Este impuesto se genera con las ventas y en la fecha de emisión de la factura; en los retiros para consumo propio; y, en las importaciones en la fecha de nacionalización, de la gasolina regular, extra o ACPM. Los fondos recaudados por este impuesto se giran a favor de la Dirección del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda, los Departamentos y el Distrito Capital de Bogotá. El impuesto global se liquida con base en la participación porcentual de cada beneficiario en el consumo mensual nacional de gasolina regular y extra.

Las declaraciones del impuesto sobre la renta pueden ser revisadas por las autoridades de impuestos dentro de los dos años siguientes a su presentación. Las declaraciones de impuestos de 2004, 2001 y 1996 están abiertas para revisión por parte de la DIAN. Sin embargo, la Administración de la Empresa no espera diferencias significativas de estas revisiones.

La provisión para el impuesto de renta se determinó sobre la renta líquida fiscal, así:

	2005	2004
Impuesto de renta corriente	\$ 1,246,325	\$ 828,352
Impuesto diferido:		
Crédito	108,928	230,448
Débito	(320,679)	(252,916)
	(211,751)	(22,468)
	\$ 1,034,574	\$ 805,884

El impuesto diferido pasivo resulta principalmente de diferencias en las políticas de capitalización, amortización y depreciación en tanto que el activo por las mayores provisiones contables. El saldo de impuesto sobre la renta diferido es como sigue:

	2005	2004
Impuesto diferido activo:		
Saldo inicial	\$ 623,094	\$ 370,178
Movimiento del año	320,679	252,916
Movimiento de períodos anteriores	(21,940)	—
Saldo final (Nota 12)	\$ 921,833	\$ 623,094
Impuesto diferido pasivo:		
Saldo inicial	\$ 600,466	\$ 370,018
Movimiento del año	108,928	230,448
Movimiento de períodos anteriores	(40,968)	—
Saldo final (Nota 18)	\$ 668,426	\$ 600,466

Según lo establecido en el Decreto 941 de 2002 y el artículo 135 de la Ley 100 de 1993, los patrimonios autónomos constituidos para el pago de las obligaciones pensionales de la Empresa, están exentos de toda clase de impuestos, tasas y contribuciones de cualquier origen, del orden nacional. Los recursos retenidos en el FAEP no son generadores de impuestos.

Conciliación de la renta líquida fiscal:

	2005	2004
Utilidad antes del impuesto	\$4,288,330	\$2,916,390
Ajustes fiscales	1,400,098	1,411,439
Utilidad fiscal antes de impuesto	5,688,428	4,327,829
Saldo crédito de la cuenta de corrección monetaria - fiscal	213,058	39,162
Saldo crédito de la cuenta de corrección monetaria contable	(197,427)	(141,673)
	15,631	(102,511)
Ingresos constitutivos de renta	118	1,887
Ingresos no constitutivos de renta	(2,131,787)	(822,703)
Ingresos no constitutivos de renta ni ganancia ocasional	(29,525)	(27,744)
Costos y gastos deducibles	(773,095)	(739,224)
Costos y gastos no deducibles	40,838	8,886
Provisiones no deducibles	1,098,911	14,505
Renta líquida	3,909,519	2,660,925
Menos: Renta neta exenta	672,311	(509,361)
Renta líquida fiscal	\$3,237,208	\$2,151,564
Impuesto básico 35%	\$ 1,133,023	\$ 753,047
Sobretasa 10%	113,302	75,305
Impuesto a cargo	\$ 1,246,325	\$ 828,352

#### NOTA 16. OBLIGACIONES LABORALES

Pensiones de jubilación (1)	\$9,583,281	\$9,080,156
Vacaciones	19,968	9,454
Cesantías	16,327	15,587
Primas, bonificaciones y auxilios	10,741	24,755
Intereses bono pensional	3,777	2,273
Otros	1,905	963
Salarios por pagar	1,639	16
Intereses sobre cesantías	740	741
	9,638,378	9,133,945
Menos parte a largo plazo	9,148,756	8,682,919

Parte corriente

\$ 489,622	\$ 451,026
------------	------------

(1) Pasivo actuarial al 31 de diciembre de 2005:

	Cálculo Actuarial
Pensiones de jubilación	\$7,196,296
Salud	1,112,874
Bonos pensionales	768,654
Educación	441,268
Pensiones de jubilación – operaciones conjuntas	64,189
	<b>\$9,583,281</b>

Gastos durante el año:

	2005	2004
Pensiones de jubilación	\$528,792	\$ 478,185
Salud	110,174	(150,829)
Educación	27,282	6,310
Bonos pensionales Ley 100 de 1993 y otros	(170,140)	116,464
	496,108	450,130
Pagos de pensiones	401,501	369,111
	<b>\$897,609</b>	<b>\$ 819,241</b>

#### **NOTA 17. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES**

Provisión para costos de abandono, desmonte de facilidades y recuperación ambiental (1)	\$ 958,324	\$1,047,416
Provisión obligaciones pensionales	758,686	25,359
Provisión BOMT / Comuneros (2)	711,760	775,776
Procesos judiciales (Nota 29)	195,558	131,077
Provisiones para contingencias	109,423	87,747
Pasivo estimado FAEP	73,091	27,213
Otras provisiones	26,907	25,674
	2,833,749	2,120,262
Porción corriente	498,050	293,648
	<b>\$2,335,699</b>	<b>\$1,826,614</b>

Durante 2005 la Empresa realizó la actualización del estudio y análisis del pasivo estimado para futuras erogaciones de abandono, restauración ambiental y terminación de contratos y operaciones petrolíferas. El efecto de dicho estudio fue una disminución del pasivo por \$90 millones respecto al determinado en 2004, representado principalmente por el efecto de la re-evaluación del peso frente al dólar 4,5% y nuevas extensiones de contratos de asociación.

Incluye la actualización al 31 de diciembre de 2005 por \$363 millones de la provisión creada en 2004, equivalentes al 30% de los pagos futuros pendientes a los contratistas de los BOMT, excluidos por orden del Gobierno Nacional, en el plan de pagos acordado con Ecogás, resultante de la escisión de los activos de Ecopetrol en 1997. Adicionalmente, \$348 millones 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, \$329 millones son equivalentes a la protección inicialmente reconocida por Ecopetrol, junto con la valorización del fondo donde se encuentran los recursos, y \$19 millones a los intereses generados. Está pendiente de fallo el recurso extraordinario de súplica interpuesto por los citados Comuneros. Para atender un eventual pasivo se constituyó un fondo fiduciario. (Véase Nota 4).

#### **NOTA 18. OTROS PASIVOS**

	2005	2004
Impuesto de renta diferido crédito (Nota 15)	\$ 668,426	\$ 600,466
Crédito por corrección monetaria diferida	401,181	480,414
Otros	600	2,512
	<b>\$1,070,207</b>	<b>\$1,083,392</b>

#### **NOTA 19. PATRIMONIO**

##### **Transformación de la Empresa**

El capital autorizado de Ecopetrol es de \$5,500,000, dividido en 55,000,000 de acciones nominativas ordinarias, valor nominal \$100,000 cada una, de las cuales se han suscrito y pagado 42,449,825 acciones.

Con el Decreto Extraordinario 1760 de 2003, el Gobierno Colombiano asignó como parte del patrimonio de Ecopetrol los derechos de producción de los campos que a junio de 2003 se encontraban en explotación a través de contratos de asociación o en forma directa.

Mediante acta del 21 de enero de 2004, la Junta Directiva, con base en conceptos de especialistas sobre la interpretación legal que se debería dar al espíritu del decreto citado, decidió continuar con la metodología de reconocimiento de los aportes de la Nación indicada en el Decreto 2625 de 2000 por ser la que mejor cumple con las normas contables de prudencia, de causación y de realización y asociación de ingresos con costos y gastos, es decir, contabilizar como asignación patrimonial, el crudo efectivamente extraído.

#### Reserva Legal

La reserva legal se constituye con el 10% de la utilidad neta y puede ser usada para compensar pérdidas o distribuir a la liquidación de la Empresa. Al 31 de diciembre de 2005, las demás reservas y los resultados del período estarán a la libre disposición de la Asamblea de Accionistas.

#### Aporte en Especie en Hidrocarburos

El saldo acumulado al aporte de la Nación en hidrocarburos al 31 de diciembre de 2005 se discrimina así:

Operación asociada	<b>\$1,390,312</b>
Operación directa	<b>654,286</b>
	<b>\$2,044,598</b>

El aporte de la Nación se determina como se presenta a continuación:

Se contabiliza trimestralmente y es igual al valor unitario de las reservas para el trimestre anterior, multiplicado por el total de unidades extraídas de hidrocarburos en el trimestre corriente. El valor unitario de las reservas se obtiene de dividir el valor presente neto entre el volumen de las reservas probadas.

El valor presente neto de las reservas se establece mediante la sustracción del capital invertido neto de depreciación y la amortización al valor presente de los flujos de caja futuros. Para este efecto se aplica el siguiente procedimiento:

- Se valoran únicamente las reservas probadas desarrolladas y las probadas no desarrolladas que hayan sido declaradas comerciales por Ecopetrol.
- Se calcula el valor presente de las reservas, por cada campo o proyecto.
- En caso de que el valor presente de los flujos de caja futuros de un proyecto o campo sea inferior al capital invertido, neto de depreciación y amortización, el valor de las reservas de este proyecto o campo es igual a cero.
- Para descontar los flujos de caja se utiliza el costo de capital del área de exploración y producción de Ecopetrol.
- Los flujos de caja se proyectan en dólares estadounidenses constantes e incluyen los siguientes parámetros principales:

Los precios de las reservas de hidrocarburos en boca de pozo son los precios a paridad de exportación, calculados así: precio en el Golfo de Estados Unidos, menos flete marítimo desde la costa colombiana, menos los costos de embarque en puerto colombiano y los costos de transporte desde el campo.

El precio en el Golfo de Estados Unidos es el precio de WTI en Cushing, Oklahoma más la tarifa de transporte entre Cushing y la Costa del Golfo de Estados Unidos. La fuente para los precios del WTI son los futuros del "New York Mercantile Exchange" (NYMEX) hasta el quinto año de proyección futura inclusive y de allí en adelante se utiliza el pronóstico de largo plazo, vigente al final del trimestre anterior y suministrado por una empresa especializada. Dichos precios son ajustados por calidad y por las condiciones del mercado, de acuerdo con las metodologías desarrolladas para estos efectos.

Costos y gastos, reales o proyectados, tales como costos de operación, regalías, impuestos, gastos de administración y ventas. Para efectos del cálculo de impuestos se incluyen los costos y gastos por depreciación y amortización.

Inversiones futuras de desarrollo, inversiones para reemplazo y mantenimiento mayor de equipos y costos de abandono.

Aumentos o disminución en el capital de trabajo.

La valoración de reservas se realiza de manera trimestral, el cambio en el valor de las reservas de un período a otro está dado por la variación en el volumen de reservas remanentes, la tasa de cambio y la expectativa de precios futuros en el largo plazo. Dicha dependencia implica que el valor de las reservas sea tan volátil en períodos cortos de tiempo, como lo sean los precios internacionales de crudo y la devaluación acumulada.

#### Patrimonio Institucional Incorporado

Durante 2005 la Empresa incorporó al patrimonio de acuerdo con los principios de la contabilidad pública los efectos del saneamiento contable y los activos recibidos de la reversión del contrato solo riesgo de los pozos Totare y Trompillos.

#### Resumen del Superávit por Valorizaciones

	2005	2004
Propiedad, planta y equipo:		
Planta y equipo	\$ 655,299	\$ 562,004
Ductos	368,842	368,842
Terrenos y edificaciones	69,641	69,641
Equipo flotante y equipo pesado	33,480	33,531
Equipo de perforación	15,672	16,348
	<u>1,142,934</u>	<u>1,050,366</u>
Inversiones de renta variable:		
Oleoducto Central S.A. (Ocensa)	234,203	207,184
Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP	174,500	133,308
Transelca S.A.	107,028	83,012
Invercolsa S.A.	53,491	65,124
Explotaciones Córdor S.A.	73,296	62,320
South America Golf Oil Company "SAGOC"	63,683	49,228
Monómeros Colombo Venezolanos S.A.	24,825	24,334
Serviport	1,232	4,523
	<u>732,258</u>	<u>629,033</u>
	<u>\$1,875,192</u>	<u>\$1,679,399</u>

Siguiendo los lineamientos expuestos por la Contaduría General de la Nación dentro del Plan General de Contabilidad Pública "PGCP", la metodología utilizada para el avalúo de las propiedad, planta y equipo fue el valor actual en uso para negocios en marcha (VAU), 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.

La valorización neta de propiedades, plantas y equipos incluye el efecto de desvalorizaciones con cargo al patrimonio, originadas por el exceso entre el costo neto en libros y el avalúo respectivo para plantas y equipos de operaciones asociadas, edificios de refinarias y plantas y equipos de transporte y del Instituto Colombiano del Petróleo.

#### NOTA 20. CUENTAS DE ORDEN

	2005	2004
<b>Deudoras:</b>		
Reembolsos BOMT's - Ecogás (1)	\$ 1,399,746	\$ 1,435,422
Costos y gastos (deducibles y no deducibles)	1,248,751	979,870
Procesos judiciales	1,021,701	300,587
Otros derechos contingentes y cuentas deudoras	145,412	154,143
Títulos valores entregados en custodia y garantía	53,769	35,736
Prepagos Ecogás	46,992	79,798
Aforos y yacimientos de crudo y gas	626	576
	<b>3,916,997</b>	<b>2,986,132</b>
<b>Acreedoras:</b>		
Reservas hidrocarburos de la Nación, Decreto 2625 de 2000	17,446,063	6,502,782
Procesos judiciales	4,895,794	4,823,785
BOMT's – Ecogás (1)	1,211,422	807,183
Fondos de administración – Decretos 1939 de 2001 y 2652 de 2002	887,877	742,993
Oleoducto Central S.A. – Ocensa (2)	745,113	1,319,492
Pasivos no fiscales	725,713	3,623,309
Garantías contractuales	163,826	991,068
Bienes recibidos en custodia	119,250	48,829
Títulos valores recibidos en garantía y custodia y otras obligaciones contingentes	101,488	72,860
Contratos de leasing operativo	24,140	24,140
Otras obligaciones contingentes	7,274	5,020
Ingresos no gravados	4,805	788
Operaciones con derivados	-	29,928
	<b>26,332,765</b>	<b>18,992,177</b>
	<b>\$ 30,249,762</b>	<b>\$21,978,309</b>

La Ley 401 de 1997 y el Decreto 2829 de 1997, contempló la escisión del patrimonio de Ecopetrol, de los activos y derechos vinculados a la actividad de transporte de gas, así como los derechos derivados de los contratos relativos a dicha actividad, para la conformación del patrimonio inicial de Empresa Colombiana de Gas (Ecogás). Por lo anterior, durante 1998 se suscribieron los convenios donde se cedieron a Ecogás los derechos y obligaciones derivados de los contratos BOMT (construcción, operación, mantenimiento y transferencia), excepto las obligaciones de pago de los contratos BOMT's. Las obligaciones de pago a los contratistas de BOMT ascienden a US\$389 millones, equivalentes a \$888 millones, como valor presente neto.

Las obligaciones contingentes con Ocensa están representadas principalmente por los montos correspondientes al valor presente de los desembolsos futuros, derivados de los contratos de transporte suscritos. La Empresa es garante de operaciones financieras asumidas por Ocensa en la proporción a su participación en el volumen a transportar y cuyo pago está igualmente amparado con los contratos de tarifas suscritos con los usuarios iniciales de transporte. Las obligaciones proyectadas por Ecopetrol y contenidas en el Tramo A son las siguientes:

Vigencia	Entidad	Tasa de Interés	Valor Original	Saldo
<i>(Miles de dólares)</i>				
1997 – 2007	Chemical Chase	Libor + 1.375%	US\$335,000	US\$ 72,343
1997 – 2007	Chemical Chase	Libor + 1.375%	335,000	71,574
Intereses			-	1,960
			670,000	145,877
Capital canadiense			230,700	160,240
Dividendo canadiense			-	20,080
			<b>US\$900,700</b>	<b>US\$326,197</b>

#### NOTA 21. INGRESOS

	2005	2004
<b>Ventas nacionales:</b>		
Destilados medios	\$ 3,788,626	\$ 2,758,429
Gasolinas	3,371,336	2,897,567
Ventas de servicios	742,168	688,490
Otros productos	666,054	555,425
Gases	509,693	474,292
G.L.P.	473,728	454,458
	<b>9,551,605</b>	<b>7,828,661</b>

Ventas del exterior:		
Crudos, neto de FAEP	2,488,524	2,125,806
Combustóleo	1,714,001	1,313,457
Gasolinas	913,194	537,633
Naftas	481,603	832,957
Destilados medios	326,638	383,371
Otros productos	37,338	28,722
	5,961,298	5,221,946
	<b>\$15,512,903</b>	<b>\$13,050,607</b>

**NOTA 22. COSTO DE VENTAS**

Costos variables:		
Regalías	\$ 2,894,612	\$ 2,586,590
Capitalización producción crudo y gas	1,345,379	453,410
Compra de crudo, gas y otros productos	986,221	846,124
Productos importados	878,002	326,359
Amortización y agotamiento	560,583	784,171
Materiales de proceso	93,859	101,162
Compra de gas y otros	43,111	89,668
Costos fijos:		
Depreciación	761,156	855,039
Servicios contratados asociación	606,035	528,909
Gastos laborales	413,457	412,358
Amortización de diferidos	345,106	341,521
Servicios contratados	272,720	290,159
Transporte	218,569	160,083
Consumo producción propia	180,375	237,005
Materiales y suministros	172,983	131,959
Amortización cálculo actuarial	166,030	210,285
Impuestos	60,047	56,248
Otros	9,808	10,842
Gastos generales	9,190	26,776
Aplicaciones a gastos y proyectos	(297,006)	(405,425)
Inventario inicial de crudo y productos	572,663	626,108
Inventario final de crudo y productos	(743,015)	(572,661)
	<b>\$ 9,549,885</b>	<b>\$ 8,096,690</b>

**NOTA 23. GASTOS OPERACIONALES DE ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**

	2005	2004
Administración:		
Laborales	\$ 124,051	\$115,161
Depreciaciones y amortizaciones	49,553	44,207
Amortización cálculo actuarial personal activo	35,216	44,120
Alquileres y arrendamientos	28,498	25,214
Impuestos	18,135	22,586
Gastos generales	13,877	17,999
Comisiones y honorarios	7,892	12,853
Mantenimientos	7,778	14,282
	<b>\$ 285,000</b>	<b>\$296,422</b>
Comercialización:		
Mantenimiento y otros exploratorios	\$ 416,884	\$ -
Tarifa de transporte de oleoductos	267,710	280,258
Tarifa de transporte de gasoductos	130,771	176,884
Fletes	124,313	72,809
Impuestos industria y comercio y transporte	117,295	94,434
Tarifa y disponibilidad gasoductos BOMT	44,907	59,533
Comisiones, honorarios y servicios	33,027	34,545
Gastos laborales	8,211	7,682
Otros	3,729	(2,877)
	<b>\$1,146,847</b>	<b>\$723,268</b>

**NOTA 24. INGRESOS FINANCIEROS, NETO**

Ingresos:		
Rendimientos y valoración de inversiones (1)	\$1,436,399	\$ 612,991
Diferencia en cambio	448,128	542,366
Intereses y corrección monetaria	107,038	77,673
Rendimientos del FAEP	74,393	63,860
Dividendos en dinero	29,525	41,245
Utilidad en venta de inversiones	9,675	623
	<b>2,105,158</b>	<b>1,338,758</b>



	2005	2004
Gastos:		
Diferencia en cambio	\$ 441,108	\$ 953,623
Operaciones de cobertura	78,051	258,080
Pérdida negociación de inversiones	32,580	-
Intereses y comisiones	21,207	27,636
Prima de operaciones de cobertura	-	27,547
	572,946	1,266,886
	\$1,532,212	\$ 71,872

(1) Incluye ingreso por valorización de las inversiones de los recursos entregados en administración de fondos de pensiones y el portafolio de la Empresa.

**NOTA 25. GASTOS DE JUBILADOS**

	2005	2004
Pensiones de jubilación	\$ 401,679	\$ 369,111
Amortización cálculo actuarial	291,133	193,642
Servicios de salud	65,962	58,949
Servicios de educación	39,730	39,534
	\$ 798,504	\$ 661,236

**NOTA 26. GANANCIA POR INFLACIÓN**

Generada por los activos	\$ 89,523	\$ 141,674
Generada por los pasivos	(30,562)	(42,222)
	\$ 58,961	\$ 99,452

**NOTA 27. OTROS EGRESOS, NETO**

Ingresos:		
Recuperación de provisiones	\$ 147,203	\$ 262,814
Ingresos por servicios	83,495	35,806
Recuperación de gastos BOMT	55,649	121,893
Indemnizaciones recibidas	17,308	1,712
Otros ingresos menores	12,189	9,031
Sobrantes y recobros	1,364	2,469
Alquileres y arrendamientos	87	656
	317,295	434,381
Gastos:		
Provisiones	1,015,047	297,197
Impuestos, gravámenes y tasas	119,240	102,257
Pérdida en venta y retiro de activos	97,611	51,946
Contribuciones y donaciones	44,388	65,854
Amortización gastos BOMT	44,002	120,360
Vigilancia y celaduría	42,438	31,460
Otros	22,421	8,924
Cuota de fiscalización	20,263	20,399
Otros gastos menores	1,597	(513)
	1,407,007	697,884
	\$(1,089,712)	\$(263,503)

**NOTA 28. INGRESOS (GASTOS) DE AÑOS ANTERIORES, NETO**

Egresos de años anteriores:		
Inversiones no exitosas	\$ 43,632	\$ -
Gastos generales	35,130	5,558
Amortizaciones y depreciaciones	-	74,277
Provisión BOMT – Ecogás (Véase Nota 17)	-	317,244
Costos de exportaciones	-	1,722
Costos de abandono, desmonte de facilidades y recuperación (Véase Nota 17)	-	88,524
	78,762	487,325
Ingresos de años anteriores:		
Recuperación y disminución de provisiones	65,648	36,233
Amortización de inversiones petrolíferas	60,701	-
Recuperación de gastos	4,741	4,847
Otros ingresos	1,874	-
Ganancia en cambio Ecogás	-	181,823
	132,964	222,903
	\$ 54,202	\$(264,422)

#### NOTA 29. CONTINGENCIAS

- Mediante demanda presentada por el Procurador Delegado para Asuntos Ambientales, en julio de 2000, se pretende que Ecopetrol repare los daños ambientales causados en los últimos 40 años por sus operaciones propias en la zona de Mompo. Como resultado de un segundo estudio en el que se determinó que los costos por los daños causados no superarían \$1,500 millones, Ecopetrol ha adelantado acciones tendientes a concertar, junto con otras dos entidades estatales, los planes de acción para resarcir los daños causados y el mejoramiento de las zonas naturales aledañas, para lo cual se tiene un acuerdo inicial en el que Ecopetrol participa con \$600 millones, incluido en las provisiones contingentes.
- Un dictamen pericial de 2005 fija en \$542 millardos el cargo de Ecopetrol en la acción civil ordinaria interpuesta por Foncoeco, la cual pretende que Ecopetrol rinda cuentas sobre el manejo del capital y rendimientos financieros de los dineros autorizados por Junta Directiva para constituir el fondo de participación de utilidades de los trabajadores de la Empresa y que, de acuerdo con la mencionada rendición, se le condene a cancelar las sumas que salga a deber. En opinión de la Gerencia y sus asesores legales existen argumentos suficientes para demostrar que la Junta Directiva nunca apropió recursos para constituir fondo alguno; sin embargo, se apropiaron recursos entre 1962 y 1975, de los cuales demandarían rendición por \$3. Adicionalmente, Foncoeco no es titular de este monto, por ende, no se le debe rendir cuenta a ellos, por lo que las pretensiones de la demanda no son procedentes.
- Ecopetrol ha reconocido las provisiones que corresponden a estimaciones racionales, tendientes a cubrir las provisiones de hechos futuros derivados de las contingencias de pérdida u ocurrencia de eventos que pueden afectar el patrimonio público.

Resumen de los procesos más significativos sobre los cuales se han reconocido provisiones, de acuerdo con las evaluaciones de los apoderados internos y externos de la Empresa, al 31 de diciembre de 2005:

Proceso	Acción	Cuantía Pretensiones
Gobernación del Tolima/ Municipio de Melgar	Acción popular para la reliquidación de las regalías con el 20% estipulado en la Ley 141 de 1994.	\$34,795
Bolívar Amaya López y Otros 320 Aprox./ Marco Antonio Díaz	Proceso laboral ordinario para responder solidariamente por el pago de valores conforme a la CCTV95-96.	13,440 13,440
Isidro Acevedo Gámez y otros 227 demandantes	Acción laboral ordinaria para declarar la existencia del contrato entre Ecopetrol, Distral S.A. y CMD S.A., y pagar las acreencias laborales de los demandantes	9,044
Alexis Arrieta y 89 demandantes más.	Acción laboral ordinaria para el pago salarios y prestaciones sociales e indemnización por despido injusto.	3,127
Latiff Ingeniería Ltda - Seguros Bolívar	Acción administrativa ordinaria para declarar nulidad de resolución 102/94	2,800
Hocol	Proceso de arbitramento por el 50% de las indemnizaciones pagadas a funcionarios de Hocol para la asociación Palermo.	2,635

Proceso	Acción	Cuantía Pretensiones
Compañías Asociadas de Gas S.A. E.S.P. y otros	Acción de reparación directa por actuar omisivo en el sistema de reparación, mantenimiento y reposición de los cilindros de GLP	2,500
Luz Inés Urán Gómez y Otros	Acción de reparación directa por perjuicios morales	2,300
Consorcio Simco	Acción administrativa para el reconocimiento de perjuicios por la ruptura de la ecuación económica contractual	2,000
Rodrigo Dangond Lacouture	Acción ejecutiva por el pago de proceso de imposición de servidumbres	1,899
Consorcio Tibú	Acción de arbitramento para declarar incumplimiento del contrato, y pago de producción incremental	7,000

- Ante el Consejo de Estado cursa una demanda presentada por el municipio de Manaure contra la Asociación Guajira Área "A", por la contribución del impuesto de transporte, generado por la línea de transferencia. El Operador es de la opinión que existen grandes posibilidades de éxito a favor de la Asociación cuyo fallo se estima inicialmente para 2006.

#### NOTA 30. DERECHOS Y COMPROMISOS

##### Derechos:

##### Extensión de Contratos de Asociación

Mediante el documento CONPES 3245 del 15 de septiembre de 2003, se autorizó a Ecopetrol la extensión de los contratos de asociación hasta el límite económico de los campos respectivos, con diferentes obligaciones de acuerdo con cada contrato, como sigue:

Contrato	Operador	Obligaciones Adquiridas por el Operador	Cumplimiento y Avance de las Obligaciones por el Operador
Las Monas	Petosantander Colombia Inc.	Reconocimiento de US\$4.5 millones a Ecopetrol a través de la subvención del "cash call" mensual de gastos que le correspondería pagar a la Empresa desde enero de 2004 hasta el agotamiento de dicha obligación; adicionalmente, cambios en la propiedad de activos, nuevas inversiones a cargo del operador y redistribuciones de la producción, entre otros.	A diciembre de 2005, la fase I, se ha culminado en un 80%. Se han finalizado las actividades de adquisición e interpretación de 146 Km de sísmica 3D; la perforación de 4 pozos de desarrollo, elaboración de estudios de prefactibilidad, relacionados con proyectos de mejoras en recobros y la ejecución de trabajos de reacondicionamiento a 20 pozos ya existentes. De la fase II se ha cumplido con la perforación de 9 pozos de desarrollo. Está pendiente la perforación de un pozo adicional exploratorio. Los restantes compromisos de las fases II y III están en proceso.

Contrato	Operador	Obligaciones Adquiridas por el Operador	Cumplimiento y Avance de las Obligaciones por el Operador
Cravo Norte	Occidental de Colombia Inc.	Financiación de inversiones por USD94 millones, que incluyen la perforación de 40 pozos, sísmica 3D y la adecuación de las facilidades necesarias; adicionalmente, cambios en la propiedad de activos, cánones de arrendamiento y redistribuciones de la producción a favor de Ecopetrol, entre otros.	Durante 2005, se cumplió con el programa de sísmica 3D de 154 kilómetros cuadrados, lo cual permitió realizar los trabajos de perforación de 27 pozos en cumplimiento de la obligación contraída de 40 pozos durante el período 2005 – 2007; se estima que durante 2006, se realizará la perforación de 55 pozos adicionales, sobrepasando la meta estimada como parte de la extensión. Se han realizado los trabajos de mejoramiento de otras instalaciones, dentro de las cuales sobresale la adquisición de 7 generadores de energía, con capacidad de 8 megavatios.

**Derechos:**

Contrato	Operador	Obligaciones Adquiridas por el Operador	Cumplimiento y Avance de las Obligaciones por el Operador
Casanare	Perenco Colombia Ltd.	Perforar dos pozos en 2004, cuya financiación se hará 65% por el operador y 35% por Ecopetrol. Las actividades adicionales serían soportadas 50% y 50% respectivamente; adicionalmente, cambios en la propiedad de activos, cánones de arrendamiento y redistribuciones de la producción a favor de Ecopetrol, entre otros.	En 2004, se realizó la perforación de dos pozos (La Gloria XV y Caño Garza 8D); adicionalmente en 2005, se firmó el acuerdo para la exploración de hidrocarburos con Perenco, Hocol y Homcol Cayman, cuyo alcance incluyó la perforación del pozo exploratorio Abejas II, los trabajos de facilidades e instalaciones adicionales se han ejecutado con base en los presupuestos establecidos por el Comité Operativo.

Contrato	Operador	Obligaciones Adquiridas por el Operador	Cumplimiento y Avance de las Obligaciones por el Operador
Guajira	Chevron Texaco	Financiación de inversiones por US\$175 millones, que incluyen en la primera fase la perforación de 3 pozos, líneas de flujo entre plataformas y la adecuación de las facilidades necesarias, por US\$47 millones, cuyo plazo máximo es el 30 de junio de 2006. Los restantes US\$128 millones serán invertidos dependiendo de las condiciones del yacimiento. Adicionalmente, cambios en la propiedad de activos y redistribución de la participación de Ecopetrol en la producción, entre otros.	Al cierre de 2005, el avance en la fase 1, se encuentra en un 25%, están pendientes de culminar los trabajos relacionados con la adecuación de instalaciones, facilidades y líneas de transferencia en las plataformas Chuchupa A y B; la perforación de los 3 pozos se encuentra en desarrollo y su avance es de aproximadamente el 25%. El desarrollo de las fases II y III se encuentra sujeto a la demanda de gas y al comportamiento del yacimiento.

**Compromisos:**

**Plan Vallejo**

Los operadores de Contratos de Asociación, en los cuales Ecopetrol es socio conjunto, suscribieron contratos de exportación de crudo para obtener los beneficios del Plan Vallejo para eximir o financiar el pago de impuesto a las ventas y aranceles. El incumplimiento en los volúmenes de exportación conlleva a reliquidaciones y pagos de impuestos. Durante 2005, en consenso con los socios se decidió anticipar el pago de los compromisos por lo que la Empresa obtuvo un descuento de \$121.5 millardos, que aplicó a las declaraciones de impuesto a la ventas del quinto y sexto bimestre de 2005.

**ECOGAS**

En los términos de la Ley 401, durante 1998 se suscribieron convenios con “Transportadora de Gas de la Región, Centragás y Transgás de Occidente S.A.” para ceder a Ecogás los derechos y obligaciones que se derivan de los contratos BOMT. El Gobierno Nacional expidió el Decreto 958 de 1998 que aprobó el esquema de pagos que Ecogás deberá hacer a Ecopetrol, en un plazo de 30 años a partir de 1998 y hasta 2027. Ecopetrol recaudará US\$653.4 millones, equivalentes al 70% de los pagos comprometidos, por aproximadamente US\$933.4 millones; sin embargo, la recuperabilidad del saldo al 31 de diciembre de 2005, por \$866 millardos, requiere del perfeccionamiento de las garantías que el Gobierno Colombiano se ha comprometido a otorgar según el documento del Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) de septiembre de 2003, a través de la pignoración de activos o participaciones accionarias y dividendos de la Nación en otras entidades.

**Compromisos (continuación)**

**OCENSA**

Ecopetrol tiene compromisos según el acuerdo de transporte “Transportation agreement”, con Ocesa S.A., relacionados con el transporte de crudo Cusiana/Cupiagua a través del oleoducto, que a su vez es la garantía de la deuda contraída por Ocesa S.A., en cuatro tramos. El tramo “A” pertenece a Ecopetrol.

**Contratos de Suministro de Gas**

La Empresa ha suscrito contratos con terceros, tales como Corelca, Gas Natural S.A. E.S.P, Empresas Públicas de Medellín, Termoflores y Gases de Norte del Valle, entre otros, para el suministro del gas en desarrollo de la comercialización del mismo, para lo que se compromete a entregar unas cantidades mínimas establecidas en cada contrato. Durante 2005 Ecopetrol comercializó 165,869,541 MBTU por \$509,693.

**Abastecimiento Nacional de Combustibles y Petroquímicos**

La Ley 39 de 1987 prevee que la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo es un servicio público, por lo tanto, Ecopetrol debe satisfacer la demanda nacional de hidrocarburos y sus derivados. Para ese propósito debe contar con planes de contingencia que le permitan evitar desabastecimiento de combustibles, de acuerdo con lo establecido en el artículo 365 de la Constitución Política de Colombia.

### Acuerdo Master TLU 1 y TLU 3

En marzo de 1998 y septiembre de 1999, la Empresa suscribió los acuerdos TLU-1 - Operación Conjunta de los activos en el terminal de Coveñas para el recibo, almacenamiento y cargue de buquetanques con petróleo entre la Asociación Cravo Norte y el Oleoducto de Colombia S.A.; y TLU-3 - Operación conjunta para la utilización de la unidad de cargue de buques tanques TLU-3 en el Terminal de Coveñas entre la Asociación Cravo Norte, Oleoducto de Colombia S.A. y Oleoducto Central S.A., respectivamente, acuerdos en los cuales las partes designaron a Ecopetrol como el Operador.

### Instrumentos Financieros Derivados

La Empresa ha efectuado acuerdos de cobertura para disminuir la exposición del flujo de caja al riesgo de las fluctuaciones de los precios internacionales de crudo y así asegurar el cumplimiento de las metas de superávit fiscal impuestas por el Consejo Nacional de Política Fiscal (CONFIS). Las opciones que utiliza Ecopetrol se negocian con bancos y otras contrapartes con las cuales se tienen firmados contratos master ISDA (International Swap Dealers Association, Inc.).

### NOTA 31. SANEAMIENTO DE INFORMACIÓN CONTABLE

Al 31 de diciembre de 2005, la Empresa culminó el proceso de depuración y saneamiento de la información contable en los términos de las Leyes 716 de 2001 y 863 de 2003 y la revisión de ciertas cuentas del balance, para lo cual concilió y documentó los resultados por cuenta. Un resumen de los efectos en los estados contables de 2005 frente a los asuntos referidos en 2004 es:

La Junta Directiva aprobó en 2005 y 2004, la incorporación neta de activos y pasivos por \$17,804, registrados de acuerdo con el procedimiento emitido por la Contaduría General de la Nación, como Patrimonio Institucional Incorporado, resultado del saneamiento contable.

Durante 2005 la Empresa contrató la toma física y valoración de la propiedad, planta y equipo, la cual culminará en 2006/2007, que actualizará el estudio elaborado en 2003. Una revisión efectuada por los negocios en 2005, tendiente a identificar y valorar activos improductivos en desuso o lento movimiento, estimó un valor final de la provisión para protección de activos de \$67,016, y de inventarios de materiales de \$35,048, por lo que la Gerencia no espera ajustes significativos a los ya registrados, una vez recibido el informe final del avalúo.

La revisión de la procedencia de determinados costos capitalizados en 2004, concluyó en 2005 con la conciliación de los proyectos, identificando costos de mantenimientos y actividades exploratorias no exitosas que se encontraban en obras en ejecución, exploraciones en curso y cargos diferidos por \$213,000, aproximadamente, los cuales fueron llevados a los respectivos costos y gastos.

El análisis de las partidas conciliatorias resultantes de la migración al nuevo sistema de información contable SENSOR y los ajustes que conllevaban el proceso de estabilización determinó partidas que no afectaron significativamente los resultados del año.

e. El Comité Ejecutivo No. 96 del 20 de octubre de 2004 ratificó continuar con el fondeo del pasivo pensional a cargo de la asociación, es decir, el 90% del estudio actuarial al 31 de diciembre de 2001. Sin embargo, el valor pendiente a fondear se ajustará en la medida en que se actualice el saldo a cargo por esta obligación a fechas más recientes.

En el último Sub-Comité Financiero celebrado en 2005, propuso presentar al Comité Ejecutivo los estudios actuariales más actualizados que se encuentren disponibles y determinar de esa manera los valores pendientes por aportar por cada uno de los socios, los cuales se depositaran en el mismo número de cuotas aprobadas en el Comité Ejecutivo No. 90 del 1 de octubre de 2003. En opinión de la Administración de la Empresa, con la presentación de los estudios actuariales actualizados, no se esperan diferencias significativas a cargo de Ecopetrol toda vez que el pasivo pensional reconocido en sus estados contables se encuentra actualizado al 31 de diciembre de 2005 e involucra la totalidad de sus empleados, inclusive los asignados a la Asociación Cravo Norte en cualquier tiempo.

### NOTA 32. RECLASIFICACIONES

Algunas cifras de los estados contables del 2004 fueron reclasificadas para fines comparativos con los del 2005, con ocasión del ajuste al plan de cuentas oficial de la Contaduría General de la Nación para empresas públicas y el proceso de estabilización del nuevo sistema de procesamiento de información utilizado por la Empresa.

### NOTA 33. RESERVAS DE CRUDO Y GAS (NO AUDITADO)

Ecopetrol se acoge a los estándares internacionales para la clasificación de las reservas enmarcados en las definiciones que conjuntamente desarrollaron la SPE "Society of Petroleum Engineers" y el WPC "World Petroleum Congresses" y con base en las definiciones el Departamento de Yacimientos de la Vicepresidencia de Producción prepara el reporte oficial de reservas al 31 de diciembre, incluyendo las reservas probadas, desagregándolas en probadas desarrolladas y probadas no desarrolladas. Las reservas de gas reportadas se discriminan en volúmenes con viabilidad comercial concreta y en volúmenes de gas disponibles no comercializados y volúmenes destinados para consumo en la operación de los campos. El reporte fue aprobado por el Comité de Reservas de Ecopetrol en enero de 2005.

El Comité de Reservas, integrado por especialistas de la Empresa y el Instituto Colombiano del Petróleo, se encargó de estimar las reservas de producción futuras, teniendo en cuenta las recomendaciones emitidas por la firma Ryder Scott en la evaluación de la metodología usada por la Empresa en 2004.

Resumen de las reservas probadas de propiedad de Ecopetrol al 31 de diciembre, tanto en operaciones directas como con asociadas:

	2005		2004	
	Directas	Asociadas	Directas	Asociadas
	<i>(En millones de barriles de crudo y gas equivalente)</i>			
Reservas netas probadas al 1 de enero:				
Reservas probadas desarrolladas	383.80	410.40	327.60	458.74
Reservas probadas no desarrolladas	243.90	57.30	290.40	62.56
	627.70	467.70	618.00	521.30
Cambios durante el año:				
Ajustes a estimaciones previas	71.20	122.50	55.50	82.30

Producción

	(50.90)	(126.70)	(45.80)	(135.90)
	20.30	(4.20)	9.70	(53.60)

Reservas netas probadas al 31 de diciembre:

Reservas probadas desarrolladas  
Reservas probadas no desarrolladas

	431.40	407.80	383.80	410.40
	216.60	55.70	243.90	57.30
	<b>648.00</b>	<b>463.50</b>	<b>627.70</b>	<b>467.70</b>

## **6.6 INFORMACION FINANCIERA DE ECOPETROL DICIEMBRE DE 2004 Y 2003**

---

### **6.6.1 Informe de Gestión**

Un año después de su transformación, Ecopetrol S.A. obtuvo en 2004 los primeros resultados de su gestión como empresa dedicada únicamente a sus negocios comerciales, liberada de sus funciones de Estado como administrador del recurso petrolero, mejoró los principales indicadores en sus áreas operativas, mostró avances significativos en los índices de seguridad industrial y preservación del medio ambiente, generó nuevos negocios, terminó su reestructuración interna para optimizar su administración, al mismo tiempo que obtuvo utilidades récord para beneficio de todos los colombianos.

Ecopetrol destinó el mayor presupuesto de toda la historia para las actividades exploratorias en 2004, casi el triple del año inmediatamente anterior, con el fin de intensificar la búsqueda de hidrocarburos. En esa tarea reportó los primeros resultados con el repunte de los indicadores clave, como la adquisición de sísmica, y el descubrimiento de Gibraltar, en el Piedemonte Llanero, a lo que se sumó la firma de nuevos contratos, entre los que se destacó Tayrona, suscrito con las compañías ExxonMobil y Petrobras para la exploración en la costa caribe.

La empresa también implementó una estrategia para maximizar la producción de los campos existentes y de esa manera aplazar las posibilidades de que el país pierda la autosuficiencia petrolera. Los resultados mostraron que al final del año la producción se ubicó en 528.000 barriles diarios en promedio, tan sólo 2,4% inferior a la registrada en 2003.

En el campo de la refinación, Ecopetrol aumentó sus presupuestos de inversión con el fin de optimizar el funcionamiento, mejorar la confiabilidad y aumentar la rentabilidad de sus dos principales refinерías. Así mismo, adelantó las actividades que permitieron que el gobierno autorizara la ejecución del Plan Maestro de Desarrollo de Cartagena con la participación de inversionistas privados.

El 2004 no sólo fue un año récord en la carga de las refinерías, también fue un periodo positivo en la lucha contra el hurto de combustibles, que registró una disminución de 49% frente al año 2003.

El año estuvo marcado por los avances en el negocio del gas debido a que se concretaron acciones para incrementar las reservas, fortalecer el mercado doméstico, ampliar el consumo de gas natural vehicular y abrir oportunidades de exportación a otros países del área y de Centroamérica.

A todas esas actividades, plasmadas en los indicadores y resultados de los negocios operativos, se sumó una intensa agenda para optimizar el funcionamiento del centro corporativo, reducir gastos de funcionamiento, optimizar la nómina y dotar la empresa de una mayor flexibilización en el manejo administrativo y de gestión para ajustarla a la realidad del país. En este último campo se destaca la ratificación del laudo arbitral que definió la nueva convención colectiva de trabajo, lo que contribuyó a consolidar el proceso de transformación de Ecopetrol.

Durante 2004 Ecopetrol invirtió en forma directa y asociada COP30.090 millones en diversos proyectos de formación y apoyo a las comunidades vecinas de las zonas donde la empresa adelanta operaciones; destinó COP116.776 millones a programas ambientales y logró reducir la frecuencia de accidentalidad a 5,7 accidentes incapacitantes por cada millón de horas hombre laboradas, frente a 13 que fue el indicador del año 2003.

La gestión en las diferentes áreas, unida al impacto de los precios internacionales, le permitieron obtener los mejores resultados financieros en toda su historia, al alcanzar una utilidad neta de COP2.110 millardos, 33% más que en el año anterior, y asegurar transferencias para la nación por COP6,3 billones.

## **6.6.2 Dictamen del Revisor Fiscal Estados Financieros 2004**

Informe del Revisor Fiscal

A los Accionistas de  
**ECOPETROL**

He auditado los balances generales de Ecopetrol, (en adelante Ecopetrol o la Empresa) al 31 de diciembre de 2004 y 2003 y los correspondientes estados de actividad financiera, económica y social, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas. Los mencionados estados contables son responsabilidad de la Administración de la Empresa. Mi responsabilidad es la de expresar una opinión sobre los mismos fundamentado en mis auditorías.

Excepto por lo indicado en el párrafo siguiente, he efectuado mis auditorías de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Las citadas normas requieren que una auditoría se planifique y lleve a cabo para obtener seguridad razonable en cuanto a si los estados contables están libres de errores de importancia. Una auditoría incluye el examen, sobre una base de pruebas, de la evidencia que respalda las cifras y las revelaciones en los estados contables. Asimismo, incluye una evaluación de los principios de contabilidad adoptados y de las estimaciones de importancia efectuadas por la Administración, así como de la presentación en su conjunto de los estados contables. Considero que mis auditorías proporcionan una base razonable para emitir mi opinión.

Según se describe en la Nota 28 a los estados contables adjuntos, al 31 de diciembre de 2004 y 2003 la Empresa adelanta el proceso de depuración y saneamiento de la información de ciertas cuentas del balance general en cumplimiento de los términos de las Leyes 716 de 2001 y 863 de 2003. Se busca determinar y cuantificar los ajustes que pudieran ser necesarios antes del 31 de diciembre de 2005, fecha límite para concluir este proceso.

En mi informe de auditoría del 24 de febrero de 2004, sobre los estados contables al 31 de diciembre de 2003, expresé una opinión con salvedades y que con posterioridad a la emisión del informe tuvieron por parte de la Administración el tratamiento contable que se explica a continuación:

Como se menciona en la Nota 17 a los estados contables adjuntos, durante 2004 la Empresa culminó el estudio sobre erogaciones futuras para el abandono, restauración ambiental y terminación de contratos y operaciones petrolíferas, así como las relativas al desmantelamiento de plataformas submarinas y otros activos y actividades relacionadas. Como resultado del nuevo estudio, en los estados contables al 31 de diciembre de 2004, aumentó el pasivo estimado en \$395 millardos, de los cuales \$306 millardos fueron capitalizados y \$89 millardos fueron imputados a gastos de años anteriores.

Como se indica en la Nota 17 a los estados contables adjuntos, durante 2004 la Empresa contabilizó una provisión por \$427 millardos como gastos de años anteriores para absorber las pérdidas pendientes de asumir por las operaciones de los contratos BOMT (construcción, operación, mantenimiento y transferencia), resultantes de la escisión de activos de Ecopetrol con destino a la Empresa Colombiana de Gas "ECOGAS".

Las siguientes situaciones fueron resueltas mediante decisiones de la Junta Directiva y la emisión de normas que adoptaron el tratamiento contable dispuesto por la Administración en 2003 y, por lo tanto, mi opinión actual sobre los estados contables correspondientes a dicho ejercicio, tal como la expreso en este informe, es diferente a la indicada en mi informe del 24 de febrero de 2004:

Como se describe en la Nota 19 a los estados contables adjuntos, la Junta Directiva del 21 de enero de 2005 aprobó continuar con el uso de la metodología contenida en el Decreto 2625 de 2000, para dar aplicación al Decreto Extraordinario 1760 de 2003. Es decir, sólo se reconoce la asignación patrimonial en la medida en que se extrae el crudo de los campos que a junio de 2003 se encontraban en explotación a través de contratos de asociación o en forma directa, por ser la que mejor cumple con las normas contables de prudencia, causación, realización y asociación de ingresos con costos y gastos.

En cumplimiento de la Ley 209 de 1995, la Empresa reconoce como ingresos diferidos la porción de ventas de crudo de los campos Cusiana, Cupiagua y Caño Limón que se deposite en el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP), mientras que los correspondientes costos de producción se llevan a gastos cuando se incurrir; reconocimiento que en mi concepto se apartaba de los principios básicos de contabilidad pública emitidos por la Contaduría General de la Nación. Como se indica en la Nota 11 a los estados contables adjuntos, esta última entidad emitió un concepto del 2 de julio de 2004 mediante el cual avaló el tratamiento adoptado por Ecopetrol en la aplicación de la citada Ley.

En mi opinión, excepto por el efecto de los ajustes, si los hubiere, que podrían requerirse de haber contado con la información relativa al asunto mencionado en el párrafo 3 y, por el efecto de los ajustes cuantificados en los estados de actividad financiera, económica y social, de cambios en el patrimonio y en la situación financiera de 2003, como resultado de lo indicado en los párrafos 4.a. y 4.b., los estados contables al 31 de diciembre de 2004 y 2003 antes mencionados presentan razonablemente, en todos sus aspectos de importancia, la situación financiera de Ecopetrol al 31 de diciembre de 2004 y 2003, y los resultados de actividad financiera, económica y social, los cambios en su situación financiera y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con los principios de contabilidad pública generalmente aceptados promulgados por la Contaduría General de la Nación.

Además, fundamentado en el alcance de mis auditorías, excepto por lo mencionado en el párrafo tercero, no estoy enterado de situaciones indicativas de inobservancia en el cumplimiento de las siguientes obligaciones de la Empresa: 1) Llevar los libros de actas, de registro de accionistas y de contabilidad, según las normas legales y la técnica contable; 2) Desarrollar las operaciones conforme a los estatutos y decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva de la Empresa, y a las normas relativas a la seguridad social integral; 3) Conservar la correspondencia y los comprobantes de las cuentas; y, 4) Adoptar medidas de control interno y de conservación y custodia de los bienes de la Empresa o de terceros en su poder.

El informe de gestión, preparado por la Administración por requerimiento legal, sobre la evolución del negocio y la situación jurídica, económica y administrativa de la Empresa, se presenta por separado y no forma parte de los estados contables. He verificado únicamente la concordancia de la información financiera del citado informe con la de los estados contables adjuntos.

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-530

Bogotá, D.C.  
25 de febrero de 2005



**6.6.3 Estados financieros comparativos a diciembre de 2004 y 2003**

**ECOPETROL**  
**Balances Generales**

	31 de diciembre de	
	2004	2003
	<i>(En millones de pesos)</i>	
<b>Activos</b>		
Activos corrientes:		
Efectivo y equivalentes de efectivo <i>(Nota 3)</i>	\$ 181,156	\$ 202,907
Inversiones <i>(Nota 4)</i>	1,245,645	1,657,904
Cuentas y documentos por cobrar <i>(Nota 5)</i>	651,778	761,352
Inventarios <i>(Nota 6)</i>	570,514	640,862
Anticipos, avances y depósitos <i>(Nota 7)</i>	1,116,845	824,975
Gastos pagados por anticipado	48,364	79,414
Total activos corrientes	3,814,302	4,167,414
Inversiones <i>(Nota 4)</i>	1,702,266	1,164,047
Propiedad, planta y equipo, neto <i>(Nota 8)</i>	5,754,375	6,398,459
Recursos naturales y del ambiente, neto <i>(Nota 9)</i>	3,484,281	2,949,094
Recursos entregados en administración <i>(Nota 10)</i>	6,322,115	4,590,852
Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera FAEP <i>(Nota 11)</i>	2,742,720	2,857,873
Cargos diferidos y otros activos <i>(Nota 12)</i>	2,144,200	1,648,089
Cuentas y documentos por cobrar <i>(Nota 5)</i>	135,370	139,580
Anticipos, avances y depósitos <i>(Nota 7)</i>	185,362	–
Valorizaciones <i>(Nota 19)</i>	1,679,399	2,271,117
Total activos	\$27,964,390	\$26,186,525
<b>Pasivos y patrimonio</b>		
Pasivos corrientes:		
Obligaciones financieras <i>(Nota 13)</i>	\$ 103,247	\$ 122,916
Cuentas por pagar y vinculados <i>(Nota 14)</i>	1,308,817	1,075,862
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar <i>(Nota 15)</i>	1,329,836	1,465,298
Obligaciones laborales <i>(Nota 16)</i>	451,025	408,484
Pasivos estimados y provisiones <i>(Nota 17)</i>	293,647	513,831
Total pasivos corrientes	3,486,572	3,586,391
Obligaciones financieras a largo plazo <i>(Nota 13)</i>	134,423	260,458
Cuentas por pagar a largo plazo <i>(Nota 14)</i>	6,876	20,848
Obligaciones laborales a largo plazo <i>(Nota 16)</i>	8,682,920	8,282,530
Ingresos diferidos – Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera FAEP <i>(Nota 11)</i>	2,742,720	2,857,873
Pasivos estimados y provisiones <i>(Notas 9 y 17)</i>	1,826,616	950,807
Otros pasivos a largo plazo <i>(Nota 18)</i>	1,083,392	998,755
Patrimonio <i>(Nota 19 y ver estado adjunto)</i>	10,000,871	9,228,863
Total pasivos y patrimonio	\$27,964,390	\$26,186,525
Cuentas de orden <i>(Nota 20)</i>	\$21,978,309	\$13,802,171

Véanse las notas adjuntas.

**ORIGINAL FIRMADO**  
**ISAAC YANOVICH FARBAIARZ**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**ELVER A. SÁENZ BELTRÁN**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 20085-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-53I  
(Véase mi informe del 25 de febrero de 2005)

**ECOPETROL**  
**Estados de Actividad Financiera, Económica y Social**

	Año terminado el	
	2004	2003
	<i>(En millones de pesos colombianos, excepto la utilidad neta por acción)</i>	
Ingresos (Nota 21):		
Ventas nacionales	\$ 7,828,661	\$ 6,746,449
Ventas en el exterior	5,221,946	4,779,506
Total ingresos	13,050,607	11,525,955
Costo de ventas (Nota 22)	8,161,537	7,506,958
	4,889,070	4,018,997
Gastos operacionales (Nota 23):		
Administración	244,350	221,625
Comercialización	777,795	782,539
Utilidad operacional	3,866,925	3,014,833
Ingresos (gastos) no operacionales:		
Ingresos financieros, neto (Nota 24)	72,538	673,426
Gastos de jubilados	(666,242)	(673,243)
Ganancia por inflación	99,452	108,026
Otros egresos, neto de ingresos	(142,701)	(273,245)
Utilidad antes de ajustes de años anteriores e impuesto sobre la renta	3,229,972	2,849,797
Ajustes de años anteriores (Nota 25)	(313,582)	(361,528)
Utilidad antes de impuesto	2,916,390	2,488,269
Provisión para impuesto sobre la renta (Nota 15):		
Corriente	828,352	856,761
Diferido	(22,468)	42,384
	805,884	899,145
Utilidad neta del año	\$ 2,110,506	\$ 1,589,124
Utilidad neta por acción	\$ 49,717	\$ 37,435

Véanse las notas adjuntas.

**ORIGINAL FIRMADO**  
**ISAAC YANOVICH FARBAIARZ**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**ELVER A. SÁENZ BELTRÁN**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 20085-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-53i  
(Véase mi informe del 25 de febrero de 2005)

**ECOPETROL**  
**Estados de Cambios en el Patrimonio**

	Capital Suscrito y Pagado	Aporte de la Nación en Especie	Partidas Patrimoniales Compensatorias	Reserva Legal y Otras	Patrimonio Institucional Incorporado	Superávit por Valorizaciones	Excedentes Financieros Distribuidos en Exceso	Utilidades Acumuladas	Total Patrimonio
<i>(En millones de pesos colombianos, excepto el dividendo por acción)</i>									
Saldo al 31 de diciembre de 2002	\$2,826,332	\$ 1,339,775	\$ -	\$ 681,352	\$ -	\$1,278,028	\$(192,410)	\$ 1,335,548	\$ 7,268,625
Aumento del capital suscrito pagado	1,365,677	(1,558,087)	-	-	-	-	192,410	-	-
Capital escindido	(5,095)	-	-	-	-	-	-	-	(5,095)
Aporte de la Nación en reservas de hidrocarburos	-	464,120	-	-	-	-	-	-	464,120
Partidas patrimoniales compensatorias	58,068	-	(58,068)	-	-	-	-	-	-
Distribución de utilidades	-	-	-	-	-	-	-	(1,081,000)	(1,081,000)
Superávit por valorización	-	-	-	-	-	993,089	-	-	993,089
Utilidad neta del año	-	-	-	-	-	-	-	1,589,124	1,589,124
Saldo al 31 de diciembre de 2003	4,244,982	245,808	(58,068)	681,352	-	2,271,117	-	1,843,672	9,228,863
Capital escindido	(39)	-	-	-	-	-	-	-	(39)
Aporte de la Nación en reservas de hidrocarburos	-	453,411	-	-	-	-	-	-	453,411
Partidas patrimoniales compensatorias	-	-	58,068	-	-	-	-	(58,068)	-
Apropiación a reservas	-	-	-	567,770	-	-	-	(627,461)	(59,691)
Apropiación a patrimonio institucional incorporado	-	-	-	-	17,682	-	-	-	17,682
Distribución de dividendos (\$27,282.64 por cada acción)	-	-	-	-	-	-	-	(1,158,143)	(1,158,143)
Superávit por valorización	-	-	-	-	-	(591,718)	-	-	(591,718)
Utilidad neta del año	-	-	-	-	-	-	-	2,110,506	2,110,506
Saldo al 31 de diciembre de 2004	\$4,244,943	\$ 699,219	\$ -	\$1,249,122	\$17,682	\$1,679,399	\$ -	\$ 2,110,506	\$10,000,871

Véanse las notas adjuntas

**ORIGINAL FIRMADO**  
**ISAAC YANOVICH FARBAIARZ**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**ELVER A. SÁENZ BELTRÁN**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 20085-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-530  
(Véase mi informe del 25 de febrero de 2005)

**Ecopetrol**  
**Estados de Flujos de Efectivo**

	Año terminado el	
	31 de diciembre de	
	2004	2003
	<i>(En millones de pesos)</i>	
Actividades de operación		
Efectivo recibido de clientes	\$13,202,596	\$11,487,114
Efectivo de intereses financieros	672,777	655,570
Ingresos por reintegros y rendimientos FAEP	112,867	161,302
Efectivo pagado a proveedores y contratistas	(3,737,354)	(4,231,353)
Pago de salarios, prestaciones sociales y seguridad social	(492,515)	(438,671)
Pensiones de jubilación pagadas	(2,190,335)	(1,169,827)
Pago de impuestos sobre la renta y otros	(871,633)	(498,012)
Pago por regalías y otras contribuciones	(3,025,497)	(2,295,874)
Pago de intereses financieros	(664,099)	(93,204)
Otros pagos	(526,373)	(588,607)
Efectivo neto provisto por actividades de operación	2,480,434	2,988,438
<b>Actividades de inversión</b>		
Aumento neto de inversiones	(125,960)	(705,315)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1,364,694)	(531,091)
Adiciones de propiedad, planta y equipo	(161,095)	(508,545)
Efectivo neto usado en las actividades de inversión	(1,651,749)	(1,744,951)
<b>Actividades de financiación</b>		
Distribución de utilidades	(1,158,143)	(1,081,000)
Disminución de obligaciones financieras	(145,704)	(609,501)
Aportes de la Nación	453,411	459,025
Efectivo neto usado en las actividades de financiación	(850,436)	(1,231,476)
Aumento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	(21,751)	12,011
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	202,907	190,896
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	\$ 181,156	\$ 202,907

Véanse las notas adjuntas.

**ORIGINAL FIRMADO**  
**ISAAC YANOVICH FARBAIARZ**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**ELVER A. SÁENZ BELTRÁN**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 20085-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-531  
(Véase mi informe del 25 de febrero de 2005)

**ECOPETROL**  
**Estados de Cambios en la Situación Financiera**

	Año terminado el	
	31 de diciembre de	
	2004	2003
	<i>(En millones de pesos)</i>	
<b>Recursos financieros provistos por:</b>		
Utilidad neta del año	\$ 2,110,506	\$ 1,589,124
Partidas que no afectan el capital de trabajo:		
Depreciación y amortización	1,652,368	1,198,025
Pasivos estimados y provisiones	875,809	(28,724)
Provisión para pensiones de jubilación	453,976	735,079
Provisión impuesto de renta diferido	(22,468)	42,384
Total provisto por las operaciones	5,070,191	3,535,888
Aportes de capital	453,411	459,025
Aumento (disminución) de deudores a largo plazo	4,210	(4,619)
	5,527,812	3,990,294
<b>Recursos financieros aplicados a:</b>		
Distribución de utilidades	(1,158,143)	(1,081,000)
Mayores recursos entregados en administración	(1,731,263)	(821,374)
Adiciones a recursos naturales y del ambiente	(1,364,694)	(531,091)
(Aumento) disminución de inversiones	(538,219)	332,098
(Aumento) disminución de otros activos	(302,925)	454,538
Adiciones de propiedad, planta y equipo	(161,095)	(508,545)
Disminución de obligaciones financieras a largo plazo	(126,035)	(115,547)
Aumento de anticipos, avances y depósitos	(185,362)	-
Disminución de obligaciones laborales a largo plazo	(53,586)	(75,180)
Disminución de cuentas por pagar a largo plazo	(13,972)	(81,551)
Disminución de otros pasivos	(145,811)	(712,157)
	(5,781,105)	(3,139,809)
Aumento (disminución) del capital de trabajo	\$ (253,293)	\$ 850,485
<b>Cambios en los componentes del capital de trabajo:</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ (21,751)	\$ 12,011
Inversiones	(412,259)	1,037,413
Cuentas y documentos por cobrar	(109,574)	(93,893)
Inventarios	(70,348)	114,777
Anticipos, avances y depósitos	291,870	(50,921)
Gastos pagados por anticipado	(31,050)	-
Obligaciones financieras	19,669	493,954
Cuentas por pagar a largo plazo	(232,955)	65,274
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	135,462	(390,362)
Obligaciones laborales	(42,541)	(73,464)
Pasivos estimados y provisiones	220,184	(264,304)
Aumento (disminución) del capital de trabajo	\$ (253,293)	\$ 850,485

*Véanse las notas adjuntas.*

**ORIGINAL FIRMADO**  
**ISAAC YANOVICH FARBAIARZ**  
Presidente

**ORIGINAL FIRMADO**  
**ELVER A. SÁENZ BELTRÁN**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 20085-T

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-530  
(Véase mi informe del 25 de febrero de 2005)

#### **6.6.4 Notas a los estados financieros por los años terminados en diciembre de 2004 y 2003**

### **ECOPETROL** **Notas a los Estados Contables** 31 de diciembre de 2004 y 2003

*(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos a menos que se indique lo contrario, excepto los valores en otras monedas, las tasas de cambio y utilidad por acción que están expresadas en pesos unitarios.)*

#### **NOTA 1. ENTE ECONÓMICO Y PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES**

##### **Entidad Reportante**

Ecopetrol, (en adelante Ecopetrol o la Empresa) fue constituida mediante Ley 165 de 1948 y transformada mediante el Decreto Extraordinario 1760 de 2003 a una sociedad pública por acciones, 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 normatividad que resulte aplicable. El domicilio principal es Bogotá D.C. y podrá establecer subsidiarias, sucursales y agencias en el territorio nacional y en el exterior.

Mediante Decreto de transformación 1760 del 27 de junio de 2003, se escindió de la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol), la administración integral de las reservas de hidrocarburos propiedad de la Nación, y la administración de los activos no estratégicos representados en acciones y participaciones en sociedades; además, se modificó su estructura orgánica y se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) que en adelante emitirá y desarrollará la política petrolera de Colombia, (anteriormente responsabilidad de Ecopetrol) y la Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A., que recibirá activos no estratégicos de propiedad de Ecopetrol en ese momento.

Al 31 de diciembre de 2004 la Empresa, mantiene vigentes los contratos y compromisos que se encontraban previamente suscritos con Ecopetrol. Los principales contratos que cubren las operaciones de Ecopetrol actuando como operador son: 6 contratos de riesgo compartido, 3 contratos de producción incremental y 7 contratos de operación asociada estándar. Los contratos donde Ecopetrol actúa como no operador son: 28 contratos comerciales con empresas privadas para la exploración y explotación de petróleo en Colombia, 71 contratos de asociación no comerciales o solo riesgo, 1 contrato de riesgo compartido, 2 contratos de producción incremental, 2 contratos con operación bajo riesgo. Adicionalmente, la Empresa opera directamente 88 campos.

Ecopetrol posee una participación del 49% en el Oleoducto del Alto Magdalena, 44% en el Oleoducto de Colombia, 35% en el Oleoducto Central y 50% en el Oleoducto Caño Limón Coveñas, operados por la Sucursal en Colombia de Hocol S.A.; Oleoducto de Colombia S.A.; Ocesa S.A.; y, Ecopetrol, respectivamente.

La operación de los contratos de asociación, encomendada a socios privados, tiene una etapa de exploración de tres años, prorrogables hasta seis, con diferentes obligaciones de acuerdo con cada contrato. En caso de resultar positivas las exploraciones y aceptada la comercialidad del campo, Ecopetrol reembolsa, con la producción del campo, los costos directos de perforación y de desarrollo de los pozos productivos, en proporción a su porcentaje de participación según el contrato.

La etapa de desarrollo y explotación de los contratos de asociación dura 22 años a partir de la fecha de terminación del período de la exploración, sin exceder de 28 años la vigencia del contrato; a menos que se convenga una extensión bilateral. La producción extraída se distribuye en la generalidad de los casos así: 50% entre los asociados privados y el 50% restante a Ecopetrol, una vez descontado el 20% de regalías. En las mismas proporciones se distribuyen los costos de producción.

Los costos y gastos que se incurren y las inversiones y obligaciones que se adquieren en el cumplimiento de las operaciones de los campos comerciales y otros ingresos percibidos, son causados por el operador de la cuenta conjunta y facturados o distribuidos mensualmente, de acuerdo con los porcentajes de participación establecidos en cada contrato de asociación.

A la finalización de los contratos de asociación las empresas privadas deben dejar en producción los pozos que a tal fecha sean productores y entregar a la Nación de manera gratuita todas las construcciones y demás propiedades inmuebles y todos los bienes adquiridos en desarrollo de los contratos. Tales bienes eran parte del aporte de la Nación a Ecopetrol al momento de la reversión.

En la modalidad de solo riesgo, Ecopetrol no acepta la existencia de un campo comercial por lo que las empresas privadas tienen derecho a ejecutar los trabajos que estimen necesarios para la explotación del campo y de reembolsarse hasta el 200% del costo total invertido en tales trabajos por su cuenta y riesgo. El reembolso se hace con los hidrocarburos producidos menos las regalías correspondientes. Las demás condiciones son las aplicadas en contratos de asociación con comercialidad declarada

##### **Base de Presentación**

Los estados contables adjuntos han sido preparados de los registros contables, los cuales se mantienen bajo la norma del costo histórico, modificada desde 1992 por las normas legales de la Contaduría General de la Nación para reconocer el efecto de la inflación en determinadas cuentas no monetarias del balance general hasta el 31 de diciembre de 2001, incluyendo el patrimonio. La Contaduría General de la Nación autorizó a Ecopetrol para no aplicar el sistema de ajustes por inflación a partir del 1 de enero de 2002.

La preparación de los estados contables se hizo bajo normas y principios de contabilidad impartidos por la Contaduría General de la Nación y otras disposiciones legales. Los referidos principios pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otras normas y organismos de control del Estado. Para el reconocimiento contable de los hechos financieros, económicos y sociales se aplicó la base de causación y para el reconocimiento de la ejecución presupuestal se utilizó la base de caja en los ingresos y el compromiso en los gastos.

La Empresa registra en su sistema contable las cuentas de planeación y presupuesto, que incluyen los valores aprobados y ejecutados contenidos en los planes de desarrollo y en el presupuesto de ingresos y gastos. De esta manera, se integran los hechos financieros, económicos y sociales planeados y presupuestados en sus diferentes etapas de ejecución acorde con la Ley Orgánica de Presupuesto.

##### **Segmentos**

La Empresa opera en cinco segmentos principales de actividad: exploración, producción, refinación, transporte y comercialización. La contabilidad está segregada por cada uno de los anteriores segmentos con el fin de medir sus resultados, los cuales son consolidados para la preparación y presentación de los estados contables.

#### **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.

Los estados contables desglosan los rubros según lo establecido en las normas legales y, en su defecto, aquellos que representan el 5% ó más del activo total, del activo corriente, del pasivo total, del pasivo corriente, del capital de trabajo, del patrimonio y de las cuentas de resultados, según el caso. Además se describen importes inferiores cuando puede contribuir a una mejor interpretación de la información financiera.

#### **Uso de Estimaciones**

La preparación de estados contables de acuerdo con principios de contabilidad pública, requiere que la Administración de la Empresa haga estimaciones y presunciones que podrían afectar los importes registrados de los activos, pasivos, los resultados del año y las notas adjuntas. Los valores actuales de mercado podrán diferir de dicha estimación.

#### **Transacciones en Moneda Extranjera**

Las transacciones en moneda extranjera se efectúan de acuerdo con las normas legales vigentes y se registran a las tasas de cambio aplicables en la fecha que ocurren. Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de mercado de \$2,389.75 y \$2,778.21 por US\$1 al 31 de diciembre de 2004 y 2003, respectivamente.

El ajuste por diferencia en cambio generado por los pasivos en moneda extranjera es registrado contra resultados del año, salvo cuando tal ajuste sea imputable a costos de adquisición de activos que estén en construcción y hasta que se encuentren en condiciones de utilización.

La Empresa, en el desarrollo de las actividades de exploración y producción petrolera tiene libertad en el manejo de las divisas que recibe; sin embargo, no tiene derecho a adquirirlas en el mercado local.

#### **Efectivo y Equivalentes de Efectivo**

El efectivo y los equivalentes de efectivo están representados por el disponible en bancos y las inversiones de alta liquidez con vencimiento dentro de los tres meses siguientes a su adquisición.

#### **Instrumentos Financieros Derivados**

La Empresa ha efectuado acuerdos de cobertura para disminuir la exposición del flujo de caja al riesgo de las fluctuaciones tanto de los precios internacionales de crudo y así asegurar el cumplimiento de las metas de superávit fiscal impuestas por el Consejo Nacional de Política Fiscal - (Confis), como de tasas de interés para protegerse de las variaciones en tasas fijas frente a las tasas variables de las obligaciones financieras. La diferencia entre los montos pagados y los ingresos recibidos bajo operaciones de cobertura es reconocida como gastos financieros de la deuda. Ecopetrol no utiliza estos instrumentos financieros con propósitos especulativos.

El artículo 60 de la Ley 812 de 2003 establece que con el propósito de salvaguardar las transferencias de Ecopetrol a la Nación, y teniendo en cuenta las fluctuaciones del precio del petróleo, Ecopetrol podrá realizar operaciones de cobertura financiera sobre el petróleo que comercializa, tales como opciones de venta ("put"), opciones de compra ("call"), coberturas ("swaps"), o combinaciones de estos instrumentos, como el "collar" y el "put spread", entre otros.

En desarrollo del mismo artículo, la Junta Directiva, estableció la política de cobertura y definió los tipos de operaciones que se pueden realizar. Dichas operaciones se llevan a cabo una vez se efectúan los estudios de cuantificación de riesgo y de selección de instrumentos por parte del Comité de Riesgos del Precio del Petróleo de la Empresa y el visto bueno del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. La Junta Directiva y la Presidencia de la Empresa hacen seguimiento permanente al resultado del programa de cubrimiento de riesgos de los precios del petróleo.

Las operaciones de cobertura se llevan a cabo con bancos y otras contrapartes con calificación de riesgo crediticio superior o igual a AA+.

Durante 2004, Ecopetrol realizó operaciones de cobertura sobre el precio del petróleo WTI con instrumentos derivados, con el fin de garantizar el superávit fiscal a la Nación mediante el cubrimiento de los flujos de caja de la venta del crudo cubriendo aproximadamente el 15% del total de las exportaciones de sus crudos y productos.

Estas operaciones contribuyen a controlar la volatilidad en el precio del petróleo. En la medida en que Ecopetrol posee el físico (crudo y productos) los mayores costos potenciales que se puedan generar por las posiciones tomadas en los instrumentos derivados son compensados con los mayores ingresos provenientes de la venta del físico.

#### **Inversiones**

Las inversiones de renta fija se registran inicialmente al costo y mensualmente se ajustan a su valor de mercado afectando los resultados del año. Para efectos de la valoración, las inversiones de renta fija y variable se clasifican en negociables y no negociables. El valor de mercado de las inversiones de renta fija se determina mediante cálculo del valor presente de los flujos futuros de capital e intereses, descontados a una tasa de interés de mercado que incluye la determinación de la tasa básica y del margen de solvencia del emisor.

El valor de mercado de las inversiones de renta variable se determina con base en su cotización en bolsa, su grado de bursatilidad, el valor intrínseco para aquellas que no se negocian en bolsa y la participación en la sociedad receptora de la inversión, y se compara con su costo al cierre del año con el fin de determinar la valorización y/o provisión correspondiente.

Las inversiones en las que la Empresa posee más de un 50% del capital suscrito son contabilizadas por el método de participación patrimonial; esto es, se reconoce la proporción correspondiente de la utilidad (pérdida) de la subordinada, excepto cuando la entidad controlada tenga restricción para la distribución de los resultados, se encuentre en proceso de liquidación o esté disponible para la venta.

#### **Cuentas de Dudoso Recaudo**

La provisión para cuentas de dudoso recaudo se revisa y actualiza al final de cada año, según el análisis de saldos por edades y evaluaciones de cobrabilidad de las cuentas individuales. La Empresa realiza las gestiones administrativas y jurídicas necesarias para recuperar la cartera en mora, así como la liquidación y cobro de los intereses a los clientes que incumplan las políticas de pago.

#### **Inventarios**

Los inventarios están valuados al menor entre el valor de mercado y el costo promedio; y costo real incurrido para los inventarios en tránsito. Al cierre del año se calculan provisiones para reconocer la obsolescencia de los materiales.

Los materiales y suministros provenientes de operaciones asociadas, son administrados por los operadores de los contratos de asociación y reportados a través de la cuenta conjunta a su costo de adquisición, de acuerdo con sus orígenes monetarios; estos materiales son valuados al costo promedio. Los consumos de inventarios son imputados a la operación conjunta como gasto o inversión, según corresponda.

#### **Propiedad, Planta y Equipo y Depreciación**

La propiedad, planta y equipo se registran a su costo, el cual incluye gastos financieros y las diferencias en cambio por financiación en moneda extranjera, hasta la puesta en servicio del activo. Entre 1992 y 2001 el costo se ajustó por inflación.

La depreciación se calcula por el método de línea recta, con base en la vida útil de los activos sobre el total del costo de adquisición. Las tasas anuales de depreciación utilizadas son:

Edificaciones y ductos (*)	5
Plantas y equipos	10
Equipo de transporte	20
Equipo de cómputo	33.3

(\*) Excepto Caño Limón Coveñas, el cual se deprecia a la tasa del 10%.

La utilidad o pérdida en la venta o retiro de la propiedad, planta y equipo es reconocida en los resultados del año en que se efectúa la transacción. Los desembolsos normales por mantenimiento y reparaciones son incluidos en gastos y aquellos significativos que mejoran la eficiencia o extienden la vida útil son capitalizados.

#### **Recursos Naturales y del Ambiente**

La Empresa emplea un método similar al de esfuerzos exitosos para la contabilización de las inversiones en áreas en proceso de exploración y explotación, las cuales se amortizan por el método de unidades de producción sobre la base de las reservas probadas desarrolladas por campo, de acuerdo con estudios técnicos elaborados internamente por el Departamento de Yacimientos de la Empresa y siguiendo metodologías de estimación recomendadas por una firma internacional de consultoría en reservas de hidrocarburos. Los costos de pozos secos exploratorios y los costos de estudios geológicos y geofísicos en áreas en evaluación se tratan como gastos del período en que se determina el resultado de los pozos. Una vez completados los pozos de perforación exitosa, los costos de elementos tangibles forman parte de la propiedad, planta y equipo, al igual que los costos de intangibles de las inversiones petrolíferas.

La Empresa registra como yacimientos y aforos los aportes de la Nación representados en las reservas de crudo y gas provenientes de las reversiones de áreas petrolíferas a favor del Estado. Las reservas se valorizan mediante el modelo técnico económico, donde el valor por barril resulta de la relación del valor presente neto obtenido a una tasa de descuento y del total de reservas probadas. El agotamiento se calcula con base en los barriles producidos por el costo por barril, calculado en la fecha de reversión, adicionado con el ajuste por inflación acumulado hasta el 31 de diciembre de 2001.

A partir de 2000, el valor de las reservas extraídas por la Empresa, en forma directa o en asociación con terceros, constituyen los costos de producción y un aporte en especie al capital, de acuerdo con la metodología de valuación del Decreto 2625 de 2000, exceptuando las reservas de concesiones o asociaciones que ya hubieren sido contabilizadas como yacimientos y aforos según Decreto 1209 de 1994. De igual manera se aplica esta metodología a los aportes de la Nación enunciados en el Decreto Extraordinario 1760 de junio de 2003.

#### **Deterioro en Valor de Activos de Larga Vida**

Al final de cada año se revisa el valor neto de los activos de larga vida que se mantienen y utilizan, incluyendo aquellos a ser desmantelados, cuando ocurren circunstancias o cambios indicativos de que el valor según libros podría no ser recuperable. El registro de provisiones coincide usualmente con la formalización de un plan de acción por parte de Ecopetrol, que incluye entre otros la oferta a terceros de dichos activos.

#### **Fiducias Mercantiles**

Las fiducias mercantiles comprenden los fondos con destinación específica, entregados en fiducia como patrimonios autónomos, para el pago de las obligaciones pensionales o para el fondo de autoseguro. Se contabilizan como ingreso los rendimientos netos de los correspondientes gastos de administración. Los rendimientos financieros son estimados con base en la valoración a precios de mercado y el método establecido por la Superintendencia Bancaria.

#### **Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera "FAEP"**

El Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP) de disponibilidad restringida, sólo constituye ingreso para Ecopetrol en la medida del reintegro efectivo por parte del Banco de la República y proporcionalmente a la disminución de los niveles de producción de los campos Cusiana, Cupiagua y Caño Limón. Además, no puede utilizarse como garantía de créditos antes de su percepción efectiva.

A partir del 1 de enero de 2004 Ecopetrol controla y registra el ahorro y desahorro que le corresponde, calculado en función de la producción. Se excluyen los ahorros y desahorros FAEP de los beneficiarios de regalías, debido a que estas pasaron a ser manejadas por la ANH, en cumplimiento del Decreto Extraordinario 1760 de 2003.

#### **Cargos Diferidos y Otros Activos**

Los cargos diferidos y otros activos incluyen los costos de mantenimiento y reparaciones mayores de plantas, tanques y equipos, los cuales son amortizados por el método de línea recta en el tiempo estimado, de dos a cuatro años, en que estos costos generarán beneficios.

El 70% del valor facturado por los contratistas, según contratos BOMT (construcción, operación, mantenimiento y transferencia), se reconoce como cargo diferido, amortizable según las condiciones previstas en la Ley 401 de 1997 y el Decreto 958 de 1998, en función de los pagos efectivamente percibidos de Ecogás.

La corrección monetaria atribuible a cuentas no monetarias, vinculadas a actividades de exploración y desarrollo, se contabilizó como activo o pasivo diferido hasta el 31 de diciembre de 2001, y se trasladan a los resultados durante el período de amortización y/o depreciación de los activos que la originaron y en un término que no excede de 10 años.

#### **Valorizaciones**

a. Inversiones



Las valorizaciones y el superávit por valorización de inversiones corresponden a la diferencia entre el costo ajustado por inflación y el valor intrínseco o su precio de cotización en bolsa.

**b. Propiedad, planta y equipo**

Las valorizaciones y el superávit por valorización de propiedad, planta y equipo forman parte del patrimonio, y 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 para planta y equipo, determinado por peritos inscritos en la lonja o por el Departamento de Ingeniería de la Empresa, respectivamente. Si el estudio técnico resulta inferior al costo neto, la diferencia se contabiliza como menor valor de la valorización hasta agotarla, y cualquier exceso como desvalorización, sin afectar el estado de actividad financiera, económica y social.

**Impuesto sobre la Renta**

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tasa oficial del 35% (más el 10% de sobretasa) por el método de causación, sobre la mayor entre la renta presuntiva o la renta líquida 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 crédito o débito, respectivamente, siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán y en el caso del activo, que en ese momento se generará suficiente renta gravable para recuperar el impuesto diferido activo.

El impuesto sobre la renta se presenta neto, luego de deducir los anticipos pagados y las retenciones en la fuente a favor.

**Obligaciones Laborales**

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 tienen derecho a los beneficios adicionales contemplados en las anteriores normas, las cuales dependen tanto del lugar y 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 prevén 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.

Ecopetrol tiene su propio régimen de pensiones, consignado en su convención colectiva de trabajo y en el Acuerdo 01 de 1977, así como en las disposiciones colombianas vigentes. El cálculo actuarial incluye empleados activos con contrato a término indefinido, jubilados y herederos, para los conceptos de pensiones, salud y educación; los empleados temporales, activos y retirados, para los bonos pensionales. El cálculo de los bonos está regulado por los Decretos 1748 de 1995, 1474 de 1997 y 876 de 1998; y, de acuerdo con la Ley 100 de 1993 y su decreto reglamentario.

Todas las prestaciones sociales 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, la cual es obtenida con base en la experiencia de la Empresa durante el año. Igualmente, se considera la experiencia de Ecopetrol para el cálculo de los auxilios educacionales, considerando el costo promedio anual de cada uno de los Distritos, subdivididos de acuerdo con la clase de estudios: preescolar, primaria, bachillerato y universidad.

Las leyes laborales prevén el pago de compensación diferida a ciertos empleados en la fecha de su retiro de la Empresa. El importe que reciba cada empleado depende de la fecha de ingreso, modalidad de contratación y salario. Además, en ciertos casos, se reconocen intereses al 12% anual sobre los montos acumulados a favor de cada empleado.

En caso de retiro injustificado, el empleado tiene derecho a recibir pagos adicionales que varían de acuerdo con el tiempo de servicio y el salario. El pasivo por dichas obligaciones se contabiliza bajo la presunción del retiro voluntario.

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 estas obligaciones.

**Regalías**

Las regalías representan la contraprestación por la explotación de los recursos naturales no renovables, propiedad de la Nación, determinadas conforme a los respectivos términos, condiciones y requisitos según las normas legales vigentes de minas y de petróleos y en los contratos de asociación se pagan sobre toda producción de petróleo y gas de Ecopetrol y sus asociados. Ecopetrol, en su calidad de agente recaudador, recibe regalías de sus asociados en petróleo y gas y entrega su equivalente en efectivo al Gobierno Nacional.

Con la entrada en vigencia del Decreto Extraordinario 1760 de 2003, Ecopetrol recauda y comercializa los volúmenes de las regalías provenientes de operaciones directas y contratos suscritos con anterioridad al 31 de diciembre de 2003; función transferida a la ANH, sobre los contratos celebrados a partir del 1° de enero de 2004.

**Reconocimiento de Ingresos, Costos y Gastos**

Los ingresos se reconocen así: las ventas de petróleo crudo, gas, productos refinados y petroquímicos, en el momento que ha habido transferencia de dominio al comprador, con todos sus riesgos y beneficios; los ingresos por servicios de transporte, cuando los productos son despachados conforme a los términos de la venta y, en los demás casos, en el momento que se han devengado y nace el derecho cierto, probable y cuantificable de exigir su pago. Los costos y gastos se contabilizan al recibo de los bienes o servicios o cuando existe la certeza de la ocurrencia de un hecho económico. Se registran como mayor costo de ventas los faltantes y pérdidas de combustible por robos y voladuras.

De acuerdo con la Ley 209 de 1995, los traslados efectuados al FAEP sólo constituyen ingresos para Ecopetrol en la medida en que se produzca el reintegro efectivo por parte del Banco de la República por desahorros, cuando disminuyen los niveles promedio de producción de los campos involucrados; mientras que los correspondientes costos de producción forman parte de los resultados cuando se incurrían.

Los importes efectivamente recibidos en la cesión de derechos de producción aleatoria de crudo representan ingresos diferidos que se traspasan al estado de actividad financiera, económica y social cuando se extraen y efectúan las entregas pactadas del crudo y así asociar estos ingresos con sus respectivos costos de producción y transporte.

El ingreso por intereses de mora en el recaudo de la cartera se reconoce atendiendo los principios de prudencia y realización.

### Abandono de Campos

El abandono de campos incluye los costos estimados 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 de producción, sobre la base de las reservas probadas y desarrolladas. Los costos de abandono correspondientes a la producción acumulada hasta el 31 de diciembre de 2001 se amortizaron como ajuste a años anteriores durante 2002 y 2003. Los cambios resultantes de una nueva estimación del pasivo por abandono y restauración ambiental 2004, fueron llevados como gastos de años anteriores en la proporción de la producción ya extraída para los conceptos no incluidos en el estudio de 2001. Los saldos de los pasivos por este concepto, se ajustan por diferencia en cambio.

A partir de la extensión de determinados contratos de asociación, los costos de abandono serán asumidos en los porcentajes de participación establecidos en la extensión de cada uno de los contratos, los cuales a su vez, serán fondeados hasta su monto total.

### Contabilización de Contingencias

A la fecha de emisión de los estados contables pueden existir condiciones que desemboquen en pérdidas para la Empresa, pero que sólo se conocerán si en el futuro determinadas circunstancias se presentan. Dichas situaciones son evaluadas por la Gerencia 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 y los reclamos que aún no se hayan iniciado. De otra parte, la Empresa mantiene las pólizas de seguros necesarias para cubrir determinados riesgos de operación y protección de activos.

### Riesgos e Incertidumbres

La Empresa está sujeta a ciertos riesgos de operación tales como terrorismo, hurtos de productos, cambios internacionales del precio del crudo y daños ambientales.

### Utilidad Neta por Acción

La utilidad neta por acción se calcula con base en el promedio de las acciones en circulación durante el año.

### Cuentas de Orden

Representan los hechos o circunstancias de las cuales pueden derivarse derechos u obligaciones que afecten a la Empresa.

## NOTA 2. ACTIVOS Y PASIVOS DENOMINADOS EN MONEDA EXTRANJERA

	2004		2003	
	(Miles)	(Millones equivalentes)	(Miles)	(Millones equivalentes)
<b>Activos:</b>				
FAEP	US\$1,147,702	\$2,742,720	US\$1,028,674	\$2,857,873
Inversiones	408,600	976,450	466,149	1,295,100
Anticipos operaciones asociadas para inversiones	985	2,354	78,953	219,348
Clientes productos del exterior	74,463	177,948	62,187	172,768
Materiales de operación y proyectos en tránsito	-	-	19,851	55,149
Cuentas por cobrar operaciones asociadas	19,953	47,683	16,939	47,060
Deudores varios	24,320	58,119	14,008	38,918
Efectivo y equivalentes de efectivo	24,412	58,338	10,748	29,859
Anticipos operaciones asociadas para gastos	158,201	378,060	2,397	6,659
Otros anticipos	109,005	260,494	157	436
	<b>US\$1,967,641</b>	<b>\$4,702,166</b>	<b>US\$1,700,063</b>	<b>\$4,723,170</b>
<b>Pasivos:</b>				
Ingresos diferidos	US\$1,147,702	\$2,742,720	US\$1,028,674	\$2,857,873
Pasivos estimados	178,863	427,437	241,644	671,337
Obligaciones financieras a largo plazo	93,750	224,039	93,750	260,457
Obligaciones financieras corrientes de asociados	39,439	94,249	75,128	208,721
Acreedores varios por operaciones asociadas	1,532	3,661	70,865	196,878
Obligaciones financieras corrientes	-	-	39,800	110,574
Proveedores	14,410	34,436	12,894	35,823
Acreedores varios	28,474	68,046	1,688	4,690
Obligaciones financieras a largo plazo por operaciones asociadas	7,003	16,735	3,062	8,507
Depósitos recibidos de terceros en asociación	-	-	595	1,654
Depósitos recibidos de terceros	90,000	215,077	389	1,081
	<b>US\$1,601,173</b>	<b>\$3,826,400</b>	<b>US\$1,568,489</b>	<b>\$4,357,595</b>

## NOTA 3. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	2004	2003
Bancos y corporaciones	\$ 98,470	\$ 173,373
Fondos especiales y rotatorios	81,840	28,158
Caja	846	1,376
	<b>\$ 181,156</b>	<b>\$ 202,907</b>

La Empresa al 31 de diciembre de 2004, mantiene recursos por \$82 millardos, con destino al cubrimiento de las obligaciones derivadas del Contrato de Riesgo Compartido La Catleya, suscrito con Repsol, cuyo operador es Ecopetrol; dichos recursos son mantenidos en calidad de encargo fiduciario por Fidupetrol, de acuerdo con el contrato inicial de fiducia, protocolizado en 2003.

**NOTA 4. INVERSIONES**

Corrientes:			
Renta fija:			
Inversiones en dólares:			
Depósitos a término	\$ 982,181		\$1,295,100
Fondo Santiago de las Atalayas	262,890		298,057
Títulos de tesorería – TES	573		59,365
Bonos privados	1		5,382
	\$1,245,645		\$1,657,904
Largo plazo:			
Renta variable – acciones	\$1,033,640		\$ 1,016,147
Renta fija:			
Bonos	611,836		186,924
Encargos fiduciarios	83,176		44,872
Fondo Santiago de las Atalayas	82,780		–
Títulos de tesorería – TES	3,776		28,582
	1,815,208		1,276,525
Menos provisión para protección de inversiones (acciones de Oleoducto de Colombia S.A.)	(112,942)		(112,478)
	\$1,702,266		\$1,164,047

La inversión de 63,304,819 en acciones de Carboacol correspondiente al 8% de participación patrimonial y su provisión por \$86,387, equivalente al 100% de su costo histórico, se reclasificaron a otros activos en investigación administrativa, en virtud a la Ley 716 de 2001.

Las inversiones en acciones se clasifican como corrientes por la expectativa de su venta, liquidación o cesión. Un resumen de las inversiones a largo plazo de renta variable y su provisión, es como sigue:

	Número Acciones	Porcentaje Participación	Costo Histórico	Valor Mercado Intrínseco	Valorización / (Provisión)
Oleoducto Central S.A.	1,820,824	35	\$ 396,021	\$ 603,204	\$ 207,184
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	8,569,281	7	246,257	379,565	133,308
Oleoducto de Colombia S.A.	15,925	44	181,569	68,953	(112,616)
Transelca S.A.	1,053,373,775	35	115,665	198,677	83,012
Electricaribe S.A.	600,000,000	4	60,000	–	–
Electrocosta S.A.	180,000,000	3	18,000	–	–
Monómeros Colombo-Venezolanos	221,900,979	14	7,107	31,441	24,334
Invercolsa S.A.	313,381,119	25	5,158	70,282	65,124
Serviport	53,714,116	49	2,081	6,604	4,523
Explotaciones Cóndor	15,000	100	1,388	63,708	62,320
Ferticol S.A.	2,062,841	27	231	20	(211)
Colpet	99,933	100	115	–	(115)
Sagoc	1,000	100	48	49,276	49,228
Banco Ganadero S.A.	2,481	–	–	–	–
Colombia Telecomunicaciones	100	–	–	–	–
			\$1,033,640	\$1,471,730	\$ 516,091

Como se presenta en la Nota 12, las inversiones por aproximadamente \$59.7 billardos fueron escindidas el 31 de diciembre de 2004, de acuerdo con el Decreto Extraordinario 1760 de 2003.

**NOTA 5. CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR**

	2004	2003
Parte corriente:		
Clientes:		
Nacionales	\$309,127	\$479,047
Del exterior	179,019	45,082
Reintegros y rendimientos de inversiones	66,936	115,943
Deudores varios	45,071	65,210
Contratos de asociación - operaciones conjuntas	37,950	53,722
Documentos por cobrar	18,346	3,553
Clientes servicios industriales	15,285	13,220
Cuentas por cobrar al personal	9,216	20,585
Vinculados económicos (Nota 14)	312	408
	681,262	796,770
Menos provisión para cuentas de dudoso recaudo	(29,484)	(35,418)
	\$651,778	\$761,352
Parte a largo plazo:		
Cavipetrol – préstamos empleados para solución de vivienda	\$133,836	\$138,138
Otros	1,534	1,442
	\$135,370	\$139,580

Determinación y clasificación de la cartera, de acuerdo con su vencimiento:

	Días de Vencimiento			
	0 - 180	181 - 360	Más de 361	Total
Cartera en mora (1)	\$ 1,551	–	\$3,149	\$ 4,700
Cartera corriente	483,446	–	–	483,446
	<b>\$484,997</b>	–	<b>\$3,149</b>	<b>\$488,146</b>
Cientes nacionales	\$423,864	–	\$3,149	\$427,013
Cientes del exterior	61,133	–	–	61,133
	<b>\$484,997</b>	–	<b>\$3,149</b>	<b>\$488,146</b>

Incluye \$1 millardo en proceso de cobro jurídico.

#### **NOTA 6. INVENTARIOS**

	2004	2003
Crudo, gas y productos	\$ 507,422	\$530,527
Materiales de operación	7,306	21,120
Materia prima productos en tránsito	65,276	95,593
	580,004	647,240
Menos provisión para obsolescencia, lento movimiento y diferencia en precios	(9,490)	(6,378)
	<b>\$ 570,514</b>	<b>\$640,862</b>

#### **NOTA 7. ANTICIPOS, AVANCES Y DEPÓSITOS**

Entidades oficiales (1)	\$ 558,875	\$434,951
Avance de tarifas Oleoducto Central S.A. (2)	185,362	–
Asociados en operaciones conjuntas (3)	511,972	384,436
Contratistas	29,454	3,595
Agentes de aduana	5,785	1,201
Anticipos a proveedores	10,172	387
Trabajadores	587	405
	1,302,207	824,975
Parte a largo plazo	185,362	–
	<b>\$1,116,845</b>	<b>\$824,975</b>

- (1) Incluye transacciones con la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN por autorretenciones de renta y con las Administraciones de Hacienda Municipales de Cartagena y Barrancabermeja por los anticipos del impuesto de industria y comercio.
- (2) El requerimiento anual de ingresos de Ocesa se vio disminuido por la diferencia entre la devaluación esperada al principio del año y la revaluación real de 13,98% al final del mismo. Por tal razón fue necesario acudir a los mecanismos previstos en el acuerdo de transporte de Ocesa los cuales contemplan la figura del Avance de Tarifa para complementar el pago de las necesidades de caja de Ocesa a cargo de sus accionistas. El avance por \$185.4 millardos (US\$77.5 millones) será recuperado una vez se termine el pago de las obligaciones financieras de dicha compañía previsto para 2007.
- (3) Operaciones asociadas:

Operador	2004	2003
Asociadas:		
BP Exploration Company (Colombia) Ltd	\$215,346	\$189,545
Ecopetrol - Oleoducto Caño Limón	139,864	124,210
Petrobrás Colombia Ltd.	30,588	13,225
Hocol S.A.	25,571	11,247
Petrobrás International Braspetro B.V.	24,807	4,415
Omimex de Colombia Ltd.	24,483	13,295
Occidental de Colombia Inc.	18,024	16,480
Ecopetrol - Acuerdo Master TLU1	6,439	–
Ecopetrol - Riesgo Compartido Zeus 1	4,992	–
Nexem Petroleum Ltd	4,980	–
Perenco Colombia Ltd.	4,227	2,240
Otras operaciones asociadas	3,893	209
Operador:		
Ecopetrol - Riesgo Compartido Guariques 1	2,646	–
Petrosantander Colombia Inc.	1,807	1,125
Ecopetrol - Riesgo Compartido Puma 1	1,241	–
Ecopetrol - Riesgo Compartido Guayabillas 1	987	–
Petrocolombia S.A.	803	1,820
Ecopetrol - Riesgo Compartido Alamo 1	347	–
Petrotesting	291	317
Chevron Texaco Petroleum Company	240	5,353
Argosy Energy International	220	181
Mercantile Colombia Oil And Gas Mcog	112	398
Petróleos del Norte S.A.	64	–
Solana Petroleum Exploration (Colombia) Ltda.	–	376
	<b>\$511,972</b>	<b>\$384,436</b>

**NOTA 8. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO**

	2004	2003
Planta y equipo	\$ 9,924,363	\$ 9,302,380
Ductos	2,944,988	2,908,197
Edificaciones	901,475	857,827
Materiales en depósito	308,647	286,816
Equipo de cómputo	254,602	242,486
Equipo de transporte	99,033	93,584
Muebles y enseres	73,940	72,661
Equipo flotante	50,150	50,174
Terrenos	63,708	60,001
Equipos varios	104,528	98,966
	14,725,434	13,973,092
Menos depreciación acumulada y provisiones	(9,607,742)	(8,758,013)
	5,117,692	5,215,079
Obras en ejecución	518,732	1,094,034
Anticipos y avances para proyectos	80,108	52,580
Materiales y equipos para proyectos	37,843	36,766
	\$ 5,754,375	\$ 6,398,459

Las obras en ejecución cubren proyectos en desarrollo y se transfieren una vez inicien su etapa productiva y estén en condiciones de utilización.

**NOTA 9. RECURSOS NATURALES Y DEL AMBIENTE**

	2004	2003
Inversiones petrolíferas amortizables	\$ 6,964,349	\$ 6,310,206
Menos – amortización acumulada	(4,773,329)	(3,938,009)
	2,191,020	2,372,197
Costos de taponamiento y abandono, desmonte de facilidades y recuperación ambiental	1,048,605	83,629
Menos – amortización acumulada	(712,398)	–
	336,207	83,629
Yacimientos y aforos (1)	700,819	708,548
Menos – agotamiento acumulado	(432,004)	(419,563)
	268,815	288,985
Exploraciones en curso	688,239	204,283
	\$ 3,484,281	\$ 2,949,094

(1) El aforo de reservas está representado en los yacimientos recibidos de las reversiones de contratos de concesión y asociación, administrados, así:

	2004	2003
Yacimientos y aforos:		
Gerencia Centro	\$ 519,447	\$ 525,100
Gerencia Alto Magdalena	154,514	154,525
Gerencia Oriente	26,858	28,923
	\$ 700,819	\$ 708,548

**NOTA 10. RECURSOS ENTREGADOS EN ADMINISTRACIÓN**

El Decreto 2153 de 1999, obligó a la Empresa a fondear hasta el 70% de su pasivo pensional al 31 de diciembre de 1998, mediante aportes anuales desde 2000 hasta 2007. Sin embargo, de acuerdo con el Decreto Extraordinario 1760 de 2003 la Empresa podrá emitir acciones para colocadas a nombre de sus patrimonios autónomos, en calidad de aportes destinados a cubrir sus obligaciones pensionales. Al 31 de diciembre tiene constituido los siguientes fondos de pensiones:

	2004	2003
Prevacafé	\$ 2,508,009	\$ 1,587,143
Fiduciaria Bogotá	1,152,007	985,925
Fiducolombia	1,112,328	960,503
Fiduciaria Popular	1,549,771	632,253
Lloyds Trust	–	425,028
	\$ 6,322,115	\$ 4,590,852

Los fondos están convenidos con contratos irrevocables a cinco años, condicionados a niveles y tipo de inversión y sujetos al control de los Comités de Inversiones de la Empresa. Los rendimientos oscilan entre 14% y 16% que se capitalizan.

Durante 2004 se consolidó la estrategia del fondeo del pasivo pensional que tuvo un crecimiento importante, al pasar de \$4.6 billones en diciembre de 2003 a \$6.3 billones en diciembre de 2004, incluyendo un aporte extraordinario de \$1,063 millardos en diciembre de 2004.

Comportamiento de la cobertura de los patrimonios autónomos con referencia al pasivo pensional:

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	<i>(En millardos)</i>					
Pasivo pensional (Nota 18)	\$5,327	\$6,322	\$7,020	\$7,837	\$8,626	\$9,080
Patrimonios autónomos	405	2,741	3,239	3,769	4,590	6,322
Cobertura	8%	43%	46%	48%	54%	70%

**NOTA 11. FONDO DE AHORRO DE ESTABILIZACIÓN PETROLERA "FAEP"**

	2004	2003
Campo Cusiana y Cupiagua	\$2,301,292	\$2,655,501
Campo Caño Limón	441,428	202,372
	<b>\$2,742,720</b>	<b>\$2,857,873</b>

El FAEP fue constituido de acuerdo con la Ley 209 de 1995, como un sistema de manejo de cuentas en el exterior, de disponibilidad restringida y administrado por el Banco de la República. El traslado de estos recursos al Fondo tiene un carácter estrictamente temporal y como único propósito el ahorro fiscal y la estabilización macroeconómica y no significa su apropiación por parte de la Nación. Los campos de Cusiana, Cupiagua y Caño Limón son los generadores de ahorro para el Fondo. Durante 2004 el FAEP ha tenido una tasa de rendimiento anual aproximado de 6,43%. El 2 de julio de 2004 la Contaduría General de la Nación ratificó el procedimiento utilizado por la Empresa para el reconocimiento de los ingresos del FAEP y adoptó dicho procedimiento dentro del plan general de contabilidad pública para Colombia. Previamente, el tratamiento contable estaba amparado en la Ley 209 de 1995.

Resumen de la constitución, los ahorros y desahorros del Fondo:

	Cusiana Cupiagua	Caño Limón
	<i>(Miles)</i>	
Saldo inicial	<b>US\$955,831</b>	<b>US\$ 72,843</b>
Ahorro	69,308	115,006
Desahorro	(62,154)	(3,132)
Saldo al 31 de diciembre	<b>US\$962,985</b>	<b>US\$184,717</b>

**NOTA 12. CARGOS DIFERIDOS Y OTROS ACTIVOS**

	2004	2003
Contratos BOMT – ECOGAS (Nota 25)	\$ 751,484	\$ 587,003
Impuesto sobre la renta diferido (Nota 15)	623,094	370,178
Cargo por corrección monetaria diferida, neto	131,633	178,582
FAEP - Fondo Nacional de Regalías (1)	372,779	124,005
Gastos preoperativos (2)	63,600	110,129
Fondo pensiones de jubilación de personal vinculado a operaciones conjuntas		
	128,649	109,008
Activos y archivos a escindir y a ceder (3)		59,690
Mantenimiento y reparaciones mayores de plantas, tanques y equipos		
	34,051	72,978
Cargos diferidos, neto	17,418	22,692
Bienes retirados	1,996	1,777
Otros	19,496	12,047
	<b>\$2,144,200</b>	<b>\$1,648,089</b>

Depósitos recibido del FAEP a favor de Ecopetrol para atender un remanente del Fondo Nacional de Regalías y tiene como destino exclusivo el pago de las deudas vigentes al 29 de diciembre de 2000, por la financiación de proyectos y programas de desarrollo de los municipios y departamentos productores y no productores de hidrocarburos. Ecopetrol hace los desembolsos en la medida que el Ministerio de Hacienda y Crédito Público emite las respectivas aprobaciones. Las cuentas por pagar incluyen un valor equivalente como depósitos y garantías (Véase Nota 14).

Al 31 de diciembre del 2004, los gastos preoperativos incluyen un neto de \$63,600 millones, para el plan de mejoramiento de refinerías. Los costos son amortizados en cinco años, en función del beneficio económico esperado como resultado de la implantación de este programa.

Los activos y archivos de información escindidos y cedidos incluyen, entre otros, las participaciones de Ecopetrol en las siguientes compañías, los cuales fueron transferidos en 2004:

	Número Acciones	Porcentaje Participación	Costo Histórico	Valor Mercado / Intrínseco	Valorización/ (Provisión)
Termotasajero S.A.	4,504,789	18.15	\$41,395	\$60,652	\$19,257
Electrificadora de Santander S. A. E.S.P.	532,181,462	3.64	14,466	21,085	6,619
Surtigás S.A.	8,944,339	14.22	1,806	11,024	9,218
Corporación Financiera del Café	1,338,990	1.20	803	208	(595)
Minercol S.A.	434,959	3.28	532	647	115
Corporación Financiera Colombiana S.A.	377,983	0.03	481	89	(392)
Corporación Financiera del Norte S.A.	759,799	0.01	76	1	(75)
Canalimpio S.A.	30,000	8.57	53	19	(34)
Electrificadora del Tolima S.A.	916,975	0.05	45	-	(45)
Promotora de Olefinas del Caribe S.A.	20,000	6.90	26	15	(11)

Artesanías de Colombia	274,945	0.55	7	34	27
			\$59,690	\$93,774	\$34,084

**NOTA 13. Obligaciones Financieras**

	Tasa de Interés 2004/2003	2004	2003	2004	2003
<i>(Miles)</i>					
<b>Deuda en moneda extranjera</b>					
Japan Eximbank	Libor + 0,34%	US\$93,750	US\$131,250	\$224,039	\$364,640
<b>Deuda en moneda local</b>					
Traselca S.A.	7,70%	—	—	11,850	11,851
Sobregiros e intereses		1	2,015	1,781	6,883
		93,751	133,265	237,670	383,374
Menos: Porción corriente		—	39,515	103,247	122,916
		US\$93,751	US\$ 93,750	\$134,423	\$260,458

Las obligaciones en moneda extranjera, están garantizadas directamente por la Nación Colombiana.

Las obligaciones en moneda nacional están garantizadas con el contrato de mutuo GFT-MD-0103 del 17 de junio de 2003, y con vencimiento el 30 de marzo de 2005.

Vencimientos futuros de las obligaciones financieras en moneda extranjera:

Año	Miles	Equivalente
2005	US\$37,500	\$ 89,616
2006	37,500	89,616
2007	18,751	44,807
	US\$93,751	\$224,039

**NOTA 14. CUENTAS POR PAGAR Y TRANSACCIONES CON VINCULADOS ECONÓMICOS**

	2004	2003
Financiación de asociados	\$ 577,270	\$ 732,026
Proveedores	135,055	96,548
Depósitos y garantías	447,445	209,894
Acreedores varios	153,029	58,242
Vinculados económicos	2,894	—
	1,315,693	1,096,710
Parte corriente	1,308,817	1,075,862
	\$ 6,876	\$ 20,848

Resumen de saldos más representativos con vinculados económicos, en los cuales Ecopetrol posee inversiones o intereses directos, los cuales están incluidos en cuentas de deudores, proveedores y cuentas por pagar:

	Cuentas por Cobrar	Cuentas por Pagar
Oleoducto Central S.A. – Anticipos de tarifas	\$207,932	\$ —
Oleoducto de Colombia S.A.	6,494	1,658
Ferticol S.A.	5,612	—
Colpet	236	5,063
Explotaciones Cóndor S.A.	256	8,024
Cavipetrol	52	1,597
Gases de la Guajira S.A.	2	—
Serviport	—	363
Traselca S.A.	—	11,850
Sagoc	—	9,900
Saldo al 31 de diciembre de 2004	\$220,584	\$ 38,455
Saldo al 31 de diciembre de 2003	\$152,692	\$205,340

Principales transacciones durante el año con vinculados económicos:

	Dividendos Recibidos	Industriales por Ventas y Servicios	Financieros	Otros
Ingresos:				
Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	\$28,388	\$ —	\$ —	\$ —
Traselca S.A.	6,567	—	—	—
Invercolsa S.A.	3,701	—	—	—
Monómeros Colombo Venezolanos S.A.	2,579	—	—	—
Gases de la Guajira S.A.	9	—	—	—
Terpel de Antioquia	—	149,933	—	1
Oleoducto Central S.A.	—	31,189	—	13,370

	Dividendos Recibidos	Industriales por Ventas y Servicios	Financieros	Otros
Ferticol S.A.		5,321		—
Oleoducto de Colombia S.A.		1,656		2,528
Cavipetrol			7,730	387
Serviport				20
Colpet				53
Sagoc				44
Explotaciones Córdor				2
<b>Total 2004</b>	<b>\$41,244</b>	<b>\$188,099</b>	<b>\$7,730</b>	<b>\$16,405</b>
Total 2003	\$17,327	\$ 79,543	\$4,918	\$ 8,864

	Costos de Producción	Costo de Ventas	Gastos Financieros	Otros
Egresos:				
Gases de la Guajira S.A.	\$ —	\$ —	\$ —	\$ 63
Oleoducto Central S.A.		325,733		7,043
Oleoducto de Colombia S.A.		5,233		1,929
Cavipetrol			10,665	—
Transelca S.A.				386
Serviport	812			—
Colpet				2,869
Sagoc				616
<b>Total 2004</b>	<b>\$ 812</b>	<b>\$330,966</b>	<b>\$10,665</b>	<b>\$12,906</b>
Total 2003	\$35,904	\$256,322	\$ 2,513	\$21,740

#### NOTA 15. IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y TASAS POR PAGAR

	2004	2003
Impuestos sobre la renta	\$ 873,316	\$ 916,597
Regalías por pagar	204,347	338,280
Impuesto global a la gasolina (1)	91,058	90,956
Impuesto a las ventas por pagar	107,747	93,787
Impuesto de industria y comercio y otros menores	4,131	5,191
Retención en la fuente sobre IVA	16,402	—
FAEP	29,243	12,149
Otros menores	3,592	8,338
	<b>\$1,329,836</b>	<b>\$1,465,298</b>

(1) Este impuesto se genera con las ventas y en la fecha de emisión de la factura; en los retiros para consumo propio; y, en las importaciones en la fecha de nacionalización, de la gasolina regular, extra o ACPM. Los fondos recaudados por este impuesto se giran a favor de la Dirección del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda, los Departamentos y el Distrito Capital de Bogotá. El impuesto global se liquida con base en la participación porcentual de cada beneficiario en el consumo mensual nacional de gasolina regular y extra.

Las declaraciones del impuesto sobre la renta pueden ser revisadas por las autoridades de impuestos dentro de los dos años siguientes a su presentación. Las declaraciones de impuestos de 2003, 2001 y 1996 están abiertas para revisión por parte de la DIAN. Sin embargo, la Administración de la Empresa no espera diferencias significativas de estas revisiones.

La provisión para el impuesto de renta se determinó sobre la renta líquida fiscal, así:

	2004	2003
Impuesto de renta corriente	\$ 828,352	\$856,761
Impuesto diferido:		
Crédito	230,448	139,035
Débito	(252,916)	(96,651)
	(22,468)	42,384
	<b>\$ 805,884</b>	<b>\$899,145</b>

El impuesto diferido resulta principalmente de diferencias en las políticas de capitalización, amortización y depreciación. El saldo de impuesto sobre la renta diferido es como sigue:

	2004	2003
Impuesto diferido activo:		
Saldo inicial	\$ 370,178	\$ 273,527
Movimiento del año	252,916	96,651
Saldo final (Nota 12)	<b>\$ 623,094</b>	<b>\$ 370,178</b>
Impuesto diferido pasivo:		
Saldo inicial	\$ 370,018	\$ 230,983
Movimiento del año	230,448	139,035
Saldo final (Nota 18)	<b>\$ 600,466</b>	<b>\$ 370,018</b>



Según lo establecido en el Decreto 941 de 2003 y el artículo 135 de la Ley 100 de 1993, los patrimonios autónomos constituidos para el pago de las obligaciones pensionales de la Empresa, están exentos de toda clase de impuestos, tasas y contribuciones de cualquier origen, del orden nacional. Los recursos retenidos en el FAEP no son generadores de impuestos.

Conciliación de la renta líquida fiscal:

	2004	2003
Utilidad antes del impuesto	\$2,916,390	\$2,488,269
Ajustes fiscales	1,411,439	471,663
Utilidad fiscal antes de impuesto	4,327,829	2,959,932
Saldo crédito de la cuenta de corrección monetaria - fiscal	39,162	289,501
Saldo crédito de la cuenta de corrección monetaria contable	(141,673)	(313,814)
	(102,511)	(24,313)
Ingresos constitutivos de renta	1,887	576,920
Ingresos no constitutivos de renta	(822,703)	(804,431)
Ingresos no constitutivos de renta ni ganancia ocasional	(27,744)	(17,547)
Costos y gastos deducibles	(739,224)	(472,757)
Costos y gastos no deducibles	8,886	408,736
Provisiones no deducibles	14,505	156,304
Renta líquida	2,660,925	2,782,844
Menos: Renta neta exenta	(509,361)	(557,487)
Renta líquida fiscal	\$2,151,564	\$2,225,357
Impuesto básico 35%	\$ 753,047	\$ 778,874
Sobretasa 10%	75,305	77,887
Impuesto a cargo	\$ 828,352	\$ 856,761

**NOTA 16. OBLIGACIONES LABORALES**

	2004	2003
Pensiones de jubilación (1)	\$9,080,156	\$8,626,180
Intereses bono pensional	2,273	1,528
Primas, bonificaciones y auxilios	24,755	25,146
Cesantías	15,587	15,716
Vacaciones	9,454	9,469
Intereses sobre cesantías	741	2,112
Otros	979	10,863
	9,133,945	8,691,014
Menos parte a largo plazo	8,682,920	8,282,530
Parte corriente	\$ 451,025	\$ 408,484

(1) La Ley 797 de 2003 determinó que a los trabajadores de Ecopetrol que ingresaron a partir del 29 de enero de 2003 se les aplicará lo dispuesto en el Régimen General de Pensiones de Seguridad Social.

Pasivo actuarial al 31 de diciembre de 2004:

	Cálculo Actuarial
Pensiones de jubilación	\$7,036,957
Salud	1,002,700
Educación	413,986
Bonos pensionales	564,785
Pensiones de jubilación – operaciones conjuntas	61,728
	\$9,080,156

Gastos durante el año por pensiones de jubilación:

	2004	2003
Pensiones de jubilación	\$ 477,517	\$ 499,184
Salud	(150,829)	104,115
Educación	6,310	26,161
Bonos pensionales Ley 100 de 1993 y otros	120,978	105,619
	453,976	735,079
Pagos de pensiones	372,696	312,759
	\$ 822,157	\$1,045,754

**NOTA 17. PASIVOS ESTIMADOS Y PROVISIONES**

	2004	2003
Provisión para costos de abandono, desmonte de facilidades y recuperación ambiental (1)	\$1,047,416	\$ 652,751
Procesos judiciales (Nota 26)	131,077	178,066

	2004	2003
Provisiones para contingencias	109,684	316,875
Provisión para contingencias (2)	779,200	298,056
Pasivo estimado FAEP	27,213	7,357
Otras provisiones	25,673	11,533
	2,120,263	1,464,638
Porción corriente	293,647	513,831
	\$1,826,616	\$ 950,807

Durante 2004 la Empresa preparó un nuevo estudio y análisis del pasivo estimado para futuras erogaciones de abandono, restauración ambiental y terminación de contratos y operaciones petrolíferas, el cual incluyó operaciones directas, plataformas submarinas el Oleoducto Caño Limón, como los demás contratos de asociación. El estudio consideró la porción de los contratos que fueron objeto de extensión. Con fundamento en lo anterior, se estimó US\$429.4 millones para campos, más US\$8.2 millones del Oleoducto Caño Limón, equivalentes a \$1,026 millardos y \$19.5 millardos, respectivamente. El incremento del pasivo respecto al determinado en 2002 fue de \$395 millardos, aproximadamente, de los cuales \$89 millardos se registraron como ajustes de años anteriores.

Incluye la provisión creada en 2004 por \$427 millardos, equivalentes al 30% de los pagos futuros pendientes a los contratistas de los BOMT, excluidos por orden del Gobierno Nacional, en el plan de pagos acordado con Ecogás, resultante de la escisión de los activos de Ecopetrol en 1997. Adicionalmente, \$352 millones 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, decretados nulos de oficio por el Consejo de Estado. De dicho monto, \$329 millardos son equivalentes a la protección inicialmente reconocida por Ecopetrol, junto con la valorización del fondo donde se encuentran los recursos, y \$23 millardos a los intereses generados. Está pendiente de fallo el recurso extraordinario de súplica interpuesto por los citados Comuneros. Para atender un eventual pasivo se constituyó un fondo fiduciario. (Véase Nota 4).

#### **NOTA 18. OTROS PASIVOS**

	2004	2003
Crédito por corrección monetaria diferida	\$ 480,414	\$ 626,209
Impuesto de renta diferido crédito (Nota 15)	600,466	370,018
Otros	2,512	2,528
	\$1,083,392	\$ 998,755

#### **NOTA 19. PATRIMONIO**

##### **Transformación de la Empresa**

El capital autorizado de Ecopetrol es de \$5,500,000, dividido en 55,000,000 de acciones nominativas ordinarias, valor nominal \$100,000 cada una, de las cuales se han suscrito y pagado 42,449,825 acciones.

El 31 de diciembre del 2004 y en cumplimiento del Decreto Extraordinario 1760 de 2003, Ecopetrol escindió de su patrimonio y transfirió a título gratuito a la ANH, la información geológica y técnica contenida en el Banco de Información Petrolera "BIP", los activos asociados y la litoteca. Así mismo, Ecopetrol escindió a la Promotora de Energía de Colombia S. A. las inversiones no estratégicas en acciones y participaciones, junto con los dividendos y participaciones sobre utilidades de 2002.

Con el Decreto Extraordinario 1760 de 2003, el Gobierno Colombiano asignó como parte del patrimonio de Ecopetrol los derechos de producción de los campos que a junio del 2003 se encontraban en explotación a través de contratos de asociación o en forma directa.

Mediante acta del 21 de enero de 2005, la Junta Directiva, con base en conceptos de especialistas sobre la interpretación legal que se debería dar al espíritu del Decreto citado, decidió continuar con la metodología de reconocimiento de los aportes de la Nación indicada en el Decreto 2625 de 2000 por ser la que mejor cumple con las normas contables de prudencia, de causación y de realización y asociación de ingresos con costos y gastos, es decir, contabilizar como asignación patrimonial, el crudo efectivamente extraído. Esta decisión no conllevó ajustes a los estados contables del 2003. Otras dos alternativas analizadas, pero descartadas para dar aplicación a lo indicado en el Decreto Extraordinario consistían en:

Cuantificar y reconocer con retroactividad y de desde la vigencia del Decreto, un activo por el valor total de los derechos en las reservas asignadas y el correspondiente aporte patrimonial. Sin embargo, este registro generaría posibles sobrevaluaciones del activo dados los actuales precios altos internacionales del crudo, y posteriores deterioros con las disminuciones del precio, así como lo inusual de esta práctica de la industria.

Reconocer los ingresos en la medida en que se extrajera el crudo, incrementando el patrimonio a través de mayores utilidades. Sin embargo, esta alternativa implicaría posteriores capitalizaciones de utilidades, pero por un menor valor, luego de computar los impuestos de renta correspondientes; situaciones negativas frente al interés del Gobierno Colombiano para fortalecer el patrimonio de la Empresa, con miras a desarrollar mayores inversiones exploratorias.

##### **Superávit Pagado**

El superávit pagado se origina en la liquidación final de Policolsa S.A. y en la diferencia entre la parte proporcional del patrimonio de este vinculado económico (representado en activos) y la participación de Ecopetrol en dicha sociedad.

##### **Reserva Legal**

La reserva legal se constituye con el 10% de la utilidad neta y puede ser usada para compensar pérdidas o distribuir a la liquidación de la Empresa. Al 31 de diciembre de 2004, las demás reservas, y los resultados del período, estarán a la libre disposición de la Asamblea de Accionistas.

##### **Aporte en Especie en Hidrocarburos**

El aporte de la Nación por hidrocarburos recibido durante 2004 se discrimina así:

Operación asociada  
Operación directa

	<b>\$160,181</b>
	<b>539,038</b>
	<b>\$699,219</b>

El aporte de la Nación se determina como se presenta a continuación:

Se contabiliza trimestralmente y es igual al valor unitario de las reservas para el trimestre anterior, multiplicado por el total de unidades extraídas de hidrocarburos en el trimestre corriente. El valor unitario de las reservas se obtiene de dividir el valor presente neto entre el volumen de las reservas probadas.

El valor presente neto de las reservas se establece mediante la sustracción del capital invertido neto de depreciación y la amortización al valor presente de los flujos de caja futuros. Para este efecto se aplica el siguiente procedimiento:

- Se valoran únicamente las reservas probadas desarrolladas y las probadas no desarrolladas que hayan sido declaradas comerciales por Ecopetrol.
- Se calcula el valor presente de las reservas, por cada campo o proyecto.
- En caso de que el valor presente de los flujos de caja futuros de un proyecto o campo sea inferior al capital invertido, neto de depreciación y amortización, el valor de las reservas de este proyecto o campo es igual a cero.
- Para descontar los flujos de caja se utiliza el costo de capital del área de exploración y producción de Ecopetrol.
- Los flujos de caja se proyectan en dólares estadounidenses constantes e incluyen los siguientes parámetros principales:

Los precios de las reservas de hidrocarburos en boca de pozo son los precios a paridad de exportación, calculados así: precio en el Golfo de Estados Unidos, menos flete marítimo desde la costa colombiana, menos los costos de embarque en puerto colombiano y los costos de transporte desde el campo.

El precio en el Golfo de Estados Unidos es el precio de WTI en Cushing, Oklahoma más la tarifa de transporte entre Cushing y la Costa del Golfo de Estados Unidos. La fuente para los precios del WTI son los futuros del "New York Mercantile Exchange" (NYMEX) hasta el quinto año de proyección futura inclusive y de allí en adelante, se utiliza el pronóstico de largo plazo, vigente al final del trimestre anterior y suministrado por una empresa especializada. Dichos precios son ajustados por calidad y por las condiciones del mercado, de acuerdo con las metodologías desarrolladas para estos efectos.

Costos y gastos, reales o proyectados, tales como costos de operación, regalías, impuestos, gastos de administración y ventas. Para efectos del cálculo de impuestos se incluyen los costos y gastos por depreciación y amortización.

Inversiones futuras de desarrollo, inversiones para reemplazo y mantenimiento mayor de equipos y costos de abandono.

Aumentos o disminución en el capital de trabajo.

La valoración de reservas se realiza de manera trimestral, el cambio en el valor de las reservas de un período a otro está dado por la variación en el volumen de reservas remanentes, la tasa de cambio y la expectativa de precios futuros en el largo plazo. Dicha dependencia implica que el valor de las reservas sea tan volátil en períodos cortos de tiempo, como lo sean los precios internacionales de crudo y la devaluación acumulada.

#### Patrimonio Institucional Incorporado

Durante 2004 la Empresa incorporó al patrimonio de acuerdo con los principios de la contabilidad pública, y como resultado del proceso de saneamiento contable, proyecto inmobiliario, \$17,6 millardos, de activos y pasivos, que por situaciones de legalidad, trámite, valoración y medición entre otros, no habían sido incluidos con posterioridad al 1 de enero de 1996.

#### Resumen del Superávit por Valorizaciones

	2004	2003
Propiedad, planta y equipo:		
Planta y equipo	\$ 562,004	<b>\$1,027,293</b>
Ductos	368,842	<b>590,197</b>
Terrenos y edificaciones	69,641	<b>76,322</b>
Equipo flotante y equipo pesado	33,531	<b>15,191</b>
Equipo de perforación	16,348	<b>23,906</b>
	1,050,366	<b>1,732,909</b>
Inversiones de renta variable:		
Oleoducto Central S.A. (Ocensa)	207,184	<b>158,746</b>
Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP	133,308	<b>119,457</b>
Transelca S.A.	83,012	<b>87,952</b>
Invercolsa S.A.	65,124	<b>39,324</b>
Explotaciones Córdor S.A.	62,320	<b>42,452</b>
South America Golf Oil Company "SAGOC"	49,228	<b>27,247</b>
Monómeros Colombo Venezolanos S.A.	24,334	<b>21,738</b>
Serviport	4,523	<b>6,054</b>
Termotasajero S.A.	-	<b>19,257</b>
Surtigás S.A.	-	<b>9,218</b>
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	-	<b>6,619</b>
Minercol	-	<b>115</b>
Artesanías de Colombia	-	<b>28</b>
	629,033	<b>538,207</b>
	<b>\$1,679,399</b>	<b>\$2,271,116</b>

Siguiendo los lineamientos expuestos por la Contaduría General de la Nación dentro del Plan General de Contabilidad Pública "PGCP", la metodología utilizada para el avalúo de las propiedad, planta y equipo fue el valor actual en uso para negocios en marcha (VAU), 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.

La valorización neta de propiedades, plantas y equipos incluye el efecto de desvalorizaciones con cargo al patrimonio, originadas por el exceso entre el costo neto en libros y el avalúo respectivo para plantas y equipos de operaciones asociadas, edificios de refinarias y plantas y equipos de transporte y del Instituto Colombiano de Petróleos.

#### NOTA 20. CUENTAS DE ORDEN

	2004	2003
<b>Deudoras:</b>		
Costos y gastos (deducibles y no deducibles)	\$ 979,870	\$ 1,589,393
Reembolsos BOMT's - Ecogás (1)	1,435,422	1,622,504
Títulos valores entregados en custodia y garantía	35,736	835,217
Patrimonios autónomos	—	515,039
Procesos judiciales	300,587	415,227
Otros derechos contingentes y cuentas deudoras	154,143	371,306
Prepagos Ecogás	79,798	64,206
Cartas de crédito	—	40,018
Intereses por cobrar inversiones	—	17,267
Aforos y yacimientos de crudo y gas	576	595
	2,986,132	5,470,772
<b>Acreedoras:</b>		
Reservas hidrocarburos de la Nación, Decreto 2625 de 2000	6,502,782	2,315,345
Oleoducto Central S.A. – Ocensa (2)	1,038,571	1,551,686
BOMT's – Ecogás (1)	807,183	1,136,188
Procesos judiciales	4,823,785	1,028,245
Títulos valores recibidos en garantía y custodia y otras obligaciones contingentes	72,859	993,729
Fondos de administración – Decretos 1939 de 2001 y 2652 de 2002	742,993	461,303
Operaciones con derivados	29,928	—
Ingresos no gravados	788	428,877
Pasivos no fiscales	3,623,309	—
Contratos bienes y servicios	1,319,492	262,489
Otras obligaciones contingentes	30,487	23,755
Causación lineal intereses sobre inversiones	—	129,782
	18,992,177	8,331,399
	\$21,978,309	\$13,802,171

La Ley 401 de 1997 y el Decreto 2829 de 1997, contemplan la escisión del patrimonio de Ecopetrol, de los activos y derechos vinculados a la actividad de transporte de gas, así como los derechos derivados de los contratos relativos a dicha actividad, para la conformación del patrimonio inicial de Empresa Colombiana de Gas (Ecogás). Por lo anterior, durante 1998 se suscribieron los convenios donde se cedieron a Ecogás los derechos y obligaciones derivados de los contratos BOMT (construcción, operación, mantenimiento y transferencia, excepto las obligaciones de pago de los contratos BOMT's). Las obligaciones de pago a los contratistas de BOMT ascienden a US\$497 millones, equivalentes a \$807 millardos, como valor presente neto.

Las obligaciones contingentes con Ocensa están representadas principalmente por los montos correspondientes al valor presente de los desembolsos futuros, derivados de los contratos de transporte suscritos. La Empresa es garante de operaciones financieras asumidas por Ocensa en la proporción a su participación en el volumen a transportar y cuyo pago está igualmente amparado con los contratos de tarifas suscritos con los usuarios iniciales de transporte. Las obligaciones proyectadas por Ecopetrol y contenidas en el Tramo A son las siguientes:

Vigencia	Entidad	Tasa Interés	Valor Original	Saldo
<i>(Miles de dólares)</i>				
1995 – 2005	Bonos	9.35%	US\$ 150,000	US\$ 13,252
1997 – 2007	Chemical Chase	Libor + 1.375%	335,000	120,550
1997 – 2007	Chemical Chase	Libor + 1.375%	335,000	119,267
1996 – 2005	Japan Eximbank	Libor + 0.25%	72,600	4,835
1997 – 2005	Japan Eximbank	Libor + 0.75%	48,400	3,223
Intereses			—	3,193
			941,000	264,320
Capital canadiense			230,700	160,240
Dividendo canadiense			—	10,040
			US\$1,171,700	US\$434,600

#### NOTA 21. INGRESOS

	2004	2003
<b>Ventas nacionales:</b>		
Gasolinas	\$ 2,897,567	\$ 2,766,082
Destilados medios	2,758,429	2,309,523
Gases	474,292	534,319
G.L.P.	454,458	490,561
Otros productos	555,425	517,296
Ingresos industriales, investigación y desarrollo tecnológico	688,490	50,477
Crudos	—	78,191
	7,828,661	6,746,449

	2004	2003
Ventas del exterior:		
Crudos	2,125,806	2,219,460
Combustóleo	1,313,457	1,279,549
Gasolinas	537,633	889,618
Destilados medios	1,216,328	362,732
Otros productos	28,722	28,147
	5,221,946	4,779,506
	\$13,050,607	\$11,525,955

#### **NOTA 22. COSTO DE VENTAS**

Costos variables:		
Regalías y otras contribuciones	\$ 2,586,590	\$ 2,241,357
Compra de crudo, gas y otros productos	935,791	694,621
Amortización y agotamiento	784,171	632,984
Aportes en especie en hidrocarburos	453,410	464,120
Productos importados	326,359	328,902
Autoconsumo de producción propia	237,005	294,801
Otros	101,162	97,450
Costos fijos:		
Depreciación	855,039	470,726
Servicios contratados asociación	528,909	565,054
Gastos laborales	414,818	400,443
Transporte	160,083	258,653
Aplicaciones cálculo actuarial	210,285	410,227
Servicios contratados	460,581	354,114
Materiales y suministros	131,958	117,832
Impuestos	56,248	53,762
Gastos generales y provisiones	41,426	39,893
Otros	196,251	82,289
Aplicaciones a gastos y proyectos	(338,339)	—
Inventario inicial de crudo y productos	592,453	592,183
Inventario final de crudo y productos	(572,663)	(592,453)
	\$ 8,161,537	\$ 7,506,958

#### **NOTA 23. GASTOS OPERACIONALES DE ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**

	2004	2003
Administración:		
Laborales	\$ 82,991	\$ 62,835
Amortización cálculo actuarial personal activo	36,521	39,227
Alquileres y arrendamientos	25,214	23,631
Depreciaciones y amortizaciones	23,926	6,065
Otros	23,518	14,113
Impuestos	22,849	35,100
Mantenimientos	13,776	20,590
Comisiones y honorarios	8,772	11,740
Servicios públicos	6,783	8,324
	\$244,350	\$221,625
Comercialización:		
Tarifa de transporte de oleoductos	\$290,536	\$305,550
Tarifa de transporte de gasoductos	176,884	188,427
Impuestos industria y comercio y transporte	126,113	105,591
Fletes	74,302	50,755
Tarifa y disponibilidad gasoductos BOMT	59,533	114,315
Comisiones, honorarios y servicios	22,586	12,560
Gastos laborales	6,270	3,472
Provisiones	20,337	—
Otros	1,234	1,869
	\$777,795	\$782,539

#### **NOTA 24. INGRESOS FINANCIEROS, NETO**

Ingresos:		
Rendimientos y valoración de inversiones (1)	\$ 612,369	\$ 628,586
Diferencia en cambio	542,366	314,011
Rendimientos del FAEP	63,860	82,868
Intereses y corrección monetaria	78,961	46,622
Dividendos en dinero	41,245	17,327
Utilidad en venta de inversiones	623	27,588
	1,339,424	1,117,002

	2004	2003
Gastos:		
Diferencia en cambio	953,623	344,688
Operaciones de cobertura	267,163	54,278
Prima de operaciones de cobertura	27,547	30,679
Intereses y comisiones	18,553	13,931
	1,266,886	443,576
	\$ 72,538	\$ 673,426

(1) Incluye ingreso por valorización de las inversiones de los recursos entregados en administración de fondos de pensiones por \$458 millardos.

#### **NOTA 25. GASTOS DE AÑOS ANTERIORES**

Egresos de años anteriores:		
Provisión BOMT – Erogas (Véase Nota 17)	\$ 427,437	\$ -
Costos de abandono, desmonte de facilidades y recuperación (1) (Véase Nota 17)	88,524	276,957
Amortizaciones y depreciaciones	73,875	21,996
Impuestos y gravámenes	24,953	6,089
Contribuciones y donaciones	65,050	11,370
Reparaciones de oleoductos y materiales	-	29,231
Provisiones costos extras de transporte y Plan Vallejo (2)	-	155,089
	679,839	500,732
Ingresos de años anteriores:		
Recuperación de provisiones y Plan Vallejo (2)	\$ 155,080	\$ 99,486
Ganancia en cambio ECOGAS (3)	181,823	-
Ajustes por inflación	13,106	29,494
Recuperación de gastos	16,248	10,224
	366,257	139,204
	\$(313,582)	\$(361,528)

(1) El cargo de 2003 corresponde a la amortización del 50% restante del pasivo estimado en 2002.

(2) Incluye la provisión inicialmente constituida en 2003 para atender posibles incumplimientos del Programa Plan Vallejo. En 2004 se decidió su reversión, una vez completado el análisis y ajustado el pasivo estimado.

(3) En 2004 la Empresa ajustó el saldo por cobrar a Ecogás resultante del 70% de los pagos efectuados a contratistas de BOMT para atender la denominación de la moneda en el plan de pagos.

#### **NOTA 26. CONTINGENCIAS**

- Mediante demanda presentada por el Procurador Delegado para Asuntos Ambientales, en julio del 2000 contra Ecopetrol, pretende reparar los daños ambientales estimados en \$3 billones, causados en los últimos 40 años por sus operaciones propias, en la zona de Mompo. El estudio que soporta esta demanda fue desarrollado por la Procuraduría. Bajo un segundo estudio en el que se determinó que los costos por los daños causados no superarían \$1,500 millones, Ecopetrol ha adelantado acciones tendientes a concertar, junto con otras dos entidades estatales, los planes de acción para resarcir los daños causados y el mejoramiento de las zonas naturales aledañas, para lo cual se tiene un acuerdo inicial en el que Ecopetrol participa con \$600 millones, incluido en las provisiones contingentes.
- Ecopetrol ha reconocido las provisiones que corresponden a estimaciones racionales, tendientes a cubrir las provisiones de hechos futuros derivados de las contingencias de pérdida u ocurrencia de eventos que pueden afectar el patrimonio público.

Resumen de los procesos más significativos sobre los cuales se han reconocido provisiones al 31 de diciembre del 2004:

Proceso	Acción	Cuantía Pretensiones
Petróleos del Norte S.A.	Nulidad de la resolución que decretó revertir la concesión Zulia	\$20,000
Cocodríl Oil Ltda.	Incumplimiento del contrato de asociación por parte de Ecopetrol y del Ministerio de Minas.	16,000
Pastilene y otros	Incumplimiento en la ejecución del contrato de suministro de polietileno	10,222
Isidro Acevedo Gamez y otros 227 demandantes	Trabajadores despedidos sin autorización del Ministerio de Trabajo, en el desarrollo del contrato VRM 028/97	9,044
Consortio Tibú	Orden de pago de la producción incremental no reconocida al consorcio	7,000
Gobernación del Tolima	Diferencias en el cálculo de regalías entre la asociación y la Gobernación.	5,991

- Ante el Consejo de Estado cursa una demanda proferida por el municipio de Manaure contra la Asociación Guajira Área "A", por la contribución del impuesto de industria y comercio. El Operador es de la opinión que existen grandes posibilidades de éxito a favor de la Asociación.

## **NOTA 27. DERECHOS Y COMPROMISOS**

### **Derechos:**

#### **Extensión de Contratos de Asociación**

Mediante el documento CONPES 3245 del 15 de septiembre del 2003, se autorizó a Ecopetrol la extensión de los contratos de asociación hasta el límite económico de los campos respectivos, con diferentes obligaciones de acuerdo con cada contrato, como sigue:

<b>Contrato</b>	<b>Operador</b>	<b>Obligaciones Adquiridas por el Operador</b>
Las Monas	Petosantander Colombia Inc.	Reconocimiento de US\$4.5 millones a Ecopetrol a través de la subvención del "cash call" mensual de gastos que le correspondería pagar a la Empresa desde enero de 2004 hasta el agotamiento de dicha obligación; adicionalmente, cambios en la propiedad de activos, nuevas inversiones a cargo del operador y redistribuciones de la producción, entre otros.
Cravo Norte	Occidental de Colombia Inc.	Financiación de inversiones por US\$94 millones, que incluyen la perforación de 40 pozos, sísmica 3D y la adecuación de las facilidades necesarias; adicionalmente, cambios en la propiedad de activos, cánones de arrendamiento y redistribuciones de la producción a favor de Ecopetrol, entre otros.
Casanare	Perenco Colombia Ltd.	Perforar dos pozos en 2004, cuya financiación se hará 65% por el operador y 35% por Ecopetrol. Las actividades adicionales serían soportadas 50% y 50% respectivamente; adicionalmente, cambios en la propiedad de activos, cánones de arrendamiento y redistribuciones de la producción a favor de Ecopetrol, entre otros.
Guajira	Chevron Texaco	Financiación de inversiones por US\$175 millones, que incluyen en la primera fase la perforación de 3 pozos, líneas de flujo entre plataformas y la adecuación de las facilidades necesarias, por US\$47 millones, cuyo plazo máximo es el 30 de junio del 2006. Los restantes US\$128 millones serán invertidos dependiendo de las condiciones del yacimiento. Adicionalmente, cambios en la propiedad de activos y redistribución de la participación de Ecopetrol en la producción, entre otros.

### **Compromisos:**

#### **Plan Vallejo**

Los operadores de Contratos de Asociación, en los cuales Ecopetrol es socio conjunto, suscribieron contratos de exportación de crudo para obtener los beneficios del Plan Vallejo para eximir o financiar el pago de impuesto a las ventas y aranceles. El incumplimiento en los volúmenes de exportación conlleva a reliquidaciones y pagos de impuestos. Al 31 de diciembre del 2004, la Empresa ha provisionado en su totalidad los impuestos que corresponden, en función del grado estimado de incumplimiento.

#### **ECOGAS**

En los términos de la Ley 401, durante 1998 se suscribieron convenios con "Transportadora de Gas de la Región, Centragás y Transgás de Occidente S.A." para ceder a ECOGAS los derechos y obligaciones que se derivan de los contratos BOMT. El Gobierno Nacional expidió el Decreto 958 de 1998 que aprobó el esquema de pagos que Ecogás deberá hacer a Ecopetrol, en un plazo de 30 años a partir de 1998 y hasta 2027. Ecopetrol recaudará US\$653.4 millones, equivalentes al 70% de los pagos comprometidos, por aproximadamente US\$933.4 millones; sin embargo, la recuperabilidad del saldo al 31 de diciembre del 2004, por \$751 millones, requiere del perfeccionamiento de las garantías que el Gobierno Colombiano se ha comprometido a otorgar según el documento del Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) de septiembre del 2003, a través de la pignoración de activos o participaciones accionarias y dividendos de la Nación en otras entidades.

#### **OCENSA**

Ecopetrol tiene compromisos según el acuerdo de transporte "Transportation agreement", con Ocesa S.A., relacionados con el transporte de crudo Cusiana/Cupiagua a través del oleoducto, que a su vez es la garantía de la deuda contraída por Ocesa S.A., en cuatro tramos. El tramo "A" pertenece a Ecopetrol.

#### **Contratos de Suministro de Gas**

La Empresa ha suscrito contratos con terceros, tales como Corelca, Gas Natural, Empresas Públicas de Medellín, Termoflores y Gases de Norte del Valle, entre otros, para el suministro del gas en desarrollo de la comercialización del mismo, para lo que se compromete a entregar unas cantidades mínimas establecidas en cada contrato. Durante el 2004 Ecopetrol comercializó 124,778,440 MBTU por \$473,780.

#### **Abastecimiento Nacional de Combustibles y Petroquímicos**

La Ley 39 de 1987 prevé que la distribución de combustible líquidos derivados del petróleo es un servicio público, por lo tanto, Ecopetrol debe satisfacer la demanda nacional de hidrocarburos y sus derivados. Para ese propósito debe contar con planes de contingencia que le permitan evitar desabastecimiento de combustibles, de acuerdo con lo establecido en el artículo 365 de la Constitución Política.

#### **Acuerdo Master TLU 1 y TLU 3**

En marzo de 1998 y septiembre de 1999, la Empresa suscribió los acuerdos TLU-1 - Operación Conjunta de los activos en el terminal de Coveñas para el recibo, almacenamiento y cargue de buquetanques con petróleo entre la Asociación Cravo Norte y el Oleoducto de Colombia S.A.; y TLU-3 - Operación conjunta para la utilización de la unidad de cargue de buques tanques TLU-3 en el Terminal de Coveñas entre la Asociación Cravo Norte, Oleoducto de Colombia S.A. y Oleoducto Central S.A., respectivamente, acuerdos en los cuales las partes designaron a Ecopetrol como el Operador.

#### **Instrumentos Financieros Derivados**

La Empresa ha efectuado acuerdos de cobertura para disminuir la exposición del flujo de caja al riesgo de las fluctuaciones de los precios internacionales de crudo y así asegurar el cumplimiento de las metas de superávit fiscal impuestas por el Consejo Nacional de Política Fiscal (CONFIS). Las opciones que utiliza Ecopetrol se negocian con bancos y otras contrapartes con las cuales se tienen firmados contratos master ISDA (International Swap Dealers Association, Inc.).

Al 31 de diciembre del 2004, la Empresa había suscrito contratos de cobertura denominados "three way" por un total de 3 millones de barriles para garantizar la meta del superávit fiscal. En 2005, la Empresa podrá aumentar las coberturas o cancelarlas anticipadamente a su vencimiento, según la conveniencia por fluctuaciones del precio.

Al 31 de diciembre del 2004 las diferencias entre los precios de cobertura pactados inicialmente y la cotización de los mismos instrumentos financieros, no son materiales.

**NOTA 28. SANEAMIENTO DE INFORMACIÓN CONTABLE EN TÉRMINOS DE LAS LEYES 716 DE 2001 Y 863 DE 2004**

Al 31 de diciembre del 2004, la Empresa adelanta el proceso de depuración y saneamiento de la información contable en los términos de las Leyes 716 de 2001 y 863 de 2004, y para lo cual tiene un plazo que vence el 31 de diciembre del 2005. Las siguientes cuentas están bajo análisis para determinar y cuantificar los ajustes que pudieran resultar: 1) Propiedad, planta y equipo: en junio del 2005 se iniciará un estudio tendiente a identificar y valorar activos improductivos o en desuso, así como la revisión de la procedencia de determinados costos capitalizados en 2004; 2) Análisis de las partidas conciliatorias resultantes de la migración al nuevo sistema de información contable SENSOR y los ajustes que conllevan el proceso de estabilización que está proyectado para terminar en mayo del 2005; y, 3) Pasivo por pensiones de jubilación, con el fin de aclarar diferencias con el cálculo preparado y utilizado por el operador de la Asociación Cravo-Norte. Como resultado de los análisis y de la depuración de los estados contables al 31 de diciembre de 2004 no se han surgido partidas significativas.

**NOTA 29. RECLASIFICACIONES**

Algunas cifras de los estados contables del 2003 fueron reclasificadas para fines comparativos con los del 2004, con ocasión al cambio del plan de cuentas oficial de la Contaduría General de la Nación para empresa públicas.

**NOTA 30. RESERVAS DE CRUDO Y GAS (NO AUDITADO)**

Ecopetrol se acoge a los estándares internacionales para la clasificación de las reservas enmarcados en las definiciones que conjuntamente desarrollaron la SPE "Society of Petroleum Engineers" y el WPC "World Petroleum Congresses" y con base en las definiciones el Departamento de Yacimientos de la Vicepresidencia de Producción prepara el reporte oficial de reservas al 31 de diciembre, incluyendo las reservas probadas, desagregándolas en probadas desarrolladas y probadas no desarrolladas. Las reservas de gas reportadas se discriminan en volúmenes con viabilidad comercial concreta y en volúmenes de gas disponibles no comercializados y volúmenes destinados para consumo en la operación de los campos. El reporte fue aprobado por el Comité de Reservas de Ecopetrol en enero del 2005.

Durante el 2004 la Empresa contrató estudios con la firma Ryder Scot Company Petroleum Consultants que se encargó de estimar las reservas de producción futuras y rentas atribuibles al campo Castilla y desarrollar el estudio de los procesos y procedimientos aplicados por Ecopetrol para la estimación de las reservas. Las recomendaciones que arrojó el estudio fueron adoptadas por la Empresa en el cálculo de todas las demás reservas al 31 de diciembre del 2004.

Resumen de las reservas probadas de propiedad de Ecopetrol al 31 de diciembre, tanto en operaciones directas como con asociadas:

	2004		2003	
	Directas	Asociadas	Directas	Asociadas
	<i>(En millones de barriles de crudo y gas equivalente)</i>			
Reservas netas probadas al 1 de enero:				
Reservas probadas desarrolladas	327.60	721.80	325.06	810.52
Reservas probadas no desarrolladas	290.40	193.00	338.72	145.12
	618.00	914.80	663.78	955.64
Cambios durante el año:				
Ajustes a estimaciones previas	60.90	54.5	(4.56)	107.56
Producción	(45.80)	(140.70)	(41.24)	(148.40)
	15.10	(86.20)	(45.80)	(40.84)
Reservas netas probadas al 31 de diciembre:				
Reservas probadas desarrolladas	386.20	682.20	327.63	721.80
Reservas probadas no desarrolladas	246.90	146.40	290.35	193.00
	633.10	828.60	617.98	914.80



HOJA EN BLANCO INTENCIONAL

## **7 FACTORES DE RIESGO**

---

Se deben considerar cuidadosamente los riesgos que se describen a continuación, así como la demás información contenida en este prospecto para evaluar la inversión en acciones de la Compañía.

Los riesgos que se describen a continuación no son los únicos que enfrenta la Empresa. Los negocios, los resultados de la operación o la situación financiera podrían verse afectados si alguno de estos riesgos se materializa y como resultado, el precio de la acción podría declinar y el inversionista podría perder una parte sustancial de su inversión.

Este Prospecto de Colocación también contiene declaraciones sobre el futuro que se refieren a situaciones que pueden involucrar riesgos e incertidumbre. Los resultados reales podrían diferir sustancialmente de aquellos consignados en las declaraciones sobre el futuro como producto de ciertos factores incluyendo, pero sin limitarse, los factores de riesgo enunciados en la presente sección y en otros apartes de este documento. Es imprescindible la lectura de la sección “Declaraciones sobre el Futuro” para mayor ilustración.

**a) Los intereses del Gobierno colombiano como accionista mayoritario pueden ir en conflicto con los intereses de los accionistas minoritarios**

El Gobierno colombiano como accionista controlante ha alcanzado y podría seguir tratando de alcanzar algunos de sus objetivos macroeconómicos y sociales a través o por intermedio de Ecopetrol. Estas iniciativas no han sido siempre a favor de los intereses de la Empresa. Las leyes colombianas requieren que el Gobierno tenga la mayoría de los votos y por lo tanto tenga el poder de elegir a la mayoría de los miembros de la Junta Directiva y a través de ellos, a la administración de la Compañía que es la responsable del día a día. Como resultado de esto, no se puede asegurar a los inversionistas potenciales que la Ecopetrol no se verá inmersa en actividades que den preferencia a la agenda del Gobierno colombiano sobre los objetivos económicos y de negocio y sus accionistas.

En particular, Ecopetrol podría continuar asistiendo al Gobierno colombiano para asegurar que el suministro de combustibles y productos derivados del petróleo en Colombia cumpla con los requerimientos de consumo de los colombianos.

De acuerdo con lo anterior, Ecopetrol podrá hacer inversiones, incurrir en costos y llevar a cabo ventas en términos y condiciones que no necesariamente sean favorables a la Empresa y sus accionistas debido a la influencia dominante de la Nación como accionista mayoritario.

No obstante lo anterior, la Nación ha suscrito una declaración unilateral como accionista mayoritario de Ecopetrol en la que asume ciertas obligaciones relacionadas con el gobierno corporativo de la compañía, que otorgan cierta protección a los accionistas minoritarios; la cual puede consultarse en el Anexo No. 9 de este Prospecto.

**b) Dependencia en personal clave o fuga del mismo**

Debido a las modificaciones introducidas en el 2003, a través del Decreto Ley 1760 de 2003, al esquema contractual en materia de exploración y producción de hidrocarburos en Colombia, se espera una mayor entrada de competidores multinacionales, los cuales estarán buscando personal calificado en la industria. Dado que Ecopetrol es controlada por el Gobierno colombiano, la misma cuenta con restricciones de pago de salarios, lo cual no le permite competir con las otras compañías petroleras en igualdad de condiciones. Dicha restricción, contenida en el artículo 92 de la Ley 617 de 2000 dejará de aplicar una vez Ecopetrol se constituya como sociedad de economía mixta. En este orden de ideas, durante este período se enfrenta a una posibilidad de fuga de personal clave y de recurso humano que puede afectar la productividad de la Empresa. Debido a esto, los resultados podrían verse afectados por la imposibilidad de retener personal clave, así como la fuga de personal calificado de la compañía en general.

**c) Dependencia en un solo segmento de negocio**

Ecopetrol es una empresa integrada verticalmente, lo cual lleva a que en el evento de no contar con una producción de crudo suficiente para cargar sus refinерías, se afectan los demás negocios de la cadena de valor. Si bien este riesgo puede ser mitigado a través de la importación de crudo, su efecto sobre los márgenes de la Compañía podría verse afectado.

**d) Interrupción de las actividades de Ecopetrol ocasionada por factores diferentes a las relaciones laborales.**

Ecopetrol se ve expuesta a diferentes factores de riesgo que pueden interrumpir parcialmente sus actividades u operación normal. Estos riesgos incluyen, pero no se limitan a, riesgos derivados de fuego, explosiones, fallas en el funcionamiento de oleoductos y gasoductos, así como el vertimiento o la emisión de sustancias tóxicas y conflictos con comunidades indígenas. Como consecuencia de la ocurrencia de cualquiera de las anteriores circunstancias, la operación podría verse afectada o inclusive paralizada, posiblemente de manera sustancial. Igualmente, podría también haber daños serios a las propiedades, pérdidas de vidas humanas, polución y daños al medio ambiente y otras consecuencias, las cuales podrían dar lugar al pago de indemnizaciones, multas y penalidades, así como a la obligación de parte de la Compañía de remediar los daños causados. La mayoría de tales factores se encuentran fuera del control de Ecopetrol.

Respecto de los potenciales conflictos con comunidades indígenas, debe tenerse presente que algunas áreas de operación de Ecopetrol se encuentran dentro de resguardos y reservas indígenas o zonas habitadas por comunidades indígenas. Por ejemplo, parte del área de operación de Ecopetrol en el oriente colombiano se encuentra habitada por la comunidad U'wa. Al respecto, las operaciones se encuentran suspendidas, a la espera de llegar a una solución con la comunidad U'wa. Lo mismo

ocurre con la operación en el sur de Colombia donde habita la comunidad Kofan. En tal caso, se conoce que existe afectación sobre la comunidad Kofan e inconformidad de dicha comunidad con ocasión de la operación de Ecopetrol. En caso de que dicha afectación sea significativa (v.g. que afecte la existencia o continuidad de la cultura, creencias e identidad de la comunidad Kofan), la operación de Ecopetrol en el área podría verse seriamente afectada o sus proyectos futuros en el área podrían verse truncados.

**e) Ausencia de un mercado secundario para los valores ofrecidos**

Las Acciones han sido inscritas en la BVC pero no existe negociación de las mismas a la fecha de publicación de este Prospecto de Información, razón por la cual no existe información histórica relativa a su bursatilidad. Por lo tanto, no podemos asegurar que las Acciones adquiridas en cualquier número, incluyendo uno igual o superior a los montos mínimos de adquisición, puedan ser efectivamente transferidas a otros inversionistas en el mercado secundario, ni que el precio de enajenación de las mismas en dicho mercado sea igual o superior al precio de adquisición original.

**f) Historial respecto de las operaciones de Ecopetrol**

Ecopetrol conserva, dentro de los plazos y con las condiciones señaladas en la legislación aplicable, los registros y soportes de sus operaciones históricas. En la medida en que los estados financieros y demás información son de índole pública, ésta puede consultarse en [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)

**g) Ausencia de resultados operacionales negativos, nulos o insuficientes en los últimos 3 años**

En los últimos tres años, Ecopetrol ha generado resultados operacionales positivos, que ascienden a COP3.866.925 millones en 2004, COP4.498.385 millones en 2005 y COP4.755.832 millones en 2006.

**h) Incumplimientos en el pago de pasivos bancarios y bursátiles**

A la fecha, Ecopetrol no tiene obligaciones financieras vigentes. Igualmente, Ecopetrol siempre ha cumplido sus obligaciones financieras, cuando éstas han existido.

**i) La naturaleza del giro del negocio que realiza Ecopetrol**

**El éxito del negocio depende, en gran parte, de factores que no están dentro del control de la Empresa los cuales pueden tener un impacto desfavorable sobre el negocio:**

- Precio internacional de los hidrocarburos y sus derivados
- Cambios a largo plazo en la demanda de hidrocarburos
- Cambios en la regulación y acción de las entidades reguladoras
- Aumento en los costos de capital
- Condiciones económicas adversas
- Desarrollo de nuevas tecnologías

**Una reducción sustancial y continuada en el precio del crudo y sus derivados puede tener un efecto sobre los ingresos de la Empresa.**

A diciembre del 2006 aproximadamente el 99% del total de los ingresos de la empresa se derivaban de la venta de hidrocarburos y productos derivados. La determinación de los precios del crudo y los productos que comercializa y produce la Ecopetrol son derivados de la cotización del WTI, (referencia internacional); dada esta relación directa, variaciones en éste afectarán directamente los ingresos, situación en la que la Empresa no tiene ningún tipo de control.

Los precios del petróleo a nivel mundial tradicionalmente han fluctuado como resultado de varios factores. Estos incluyen:

- Situación económica y política global y aquella de las regiones donde se produce el crudo, especialmente en el medio oriente
- La capacidad de la OPEC y otros países productores de fijar y mantener niveles de producción y precios.
- Oferta y demanda locales y globales
- Competencia derivada de otras fuentes de energía
- Regulaciones nacionales e internacionales
- Condiciones climáticas
- Conflictos globales y terrorismo

La volatilidad e incertidumbre actual en los precios internacionales del crudo podrían mantenerse. Una disminución sustancial y continuada del precio del petróleo podría tener un efecto negativo sobre los resultados de la Empresa y su condición financiera, así como sobre el valor de las reservas. Adicionalmente, una reducción en los precios internacionales del crudo podría tener como consecuencia un retraso en la realización de inversiones de capital, y esto podría causar a su vez modificaciones en los estimativos de exploración y producción futuros, así como en las estimaciones de reservas.

**Existe un grado de incertidumbre en la estimación de las reservas de crudo y gas, el cual podrá tener un efecto sobre los ingresos.**

Las reservas de crudo y gas históricas señaladas en este Prospecto corresponden a cantidades estimadas por Ecopetrol de conformidad con los estándares internacionales enmarcados por la SPE (Society of Petroleum Engineers), WPC (World Petroleum Congresses) y el SEC (Securities Exchange Commission). Estas cifras corresponden a estimaciones realizadas con base en datos geológicos, topográficos y de ingeniería. Sin embargo, las cifras reales de reservas, así como la cantidad de hidrocarburos susceptibles de ser explotados y comercializados, podrán variar significativamente respecto de los estimados previstos en este Prospecto, lo cual tendría un efecto sobre la capacidad de generar ingresos a futuro.

**La capacidad de cumplir con los objetivos de crecimiento depende de la capacidad de descubrir nuevas reservas y desarrollarlas de manera exitosa**

La capacidad de alcanzar y cumplir los objetivos de crecimiento dependen de la capacidad de descubrir nuevas reservas, así como la de desarrollar las reservas con las que cuenta la Empresa en la actualidad. Adicionalmente, la actividad de exploración está sujeta a riesgos derivados de perforación, incluyendo el riesgo de encontrar hidrocarburos no susceptibles de ser comercializados. El costo de perforación de pozos es, en términos generales, incierto, y numerosos factores fuera del control de Ecopetrol (condiciones adversas, fallas en equipos, accidentes o retrasos en la entrega de taladros y otros equipos) pueden causar demoras o limitaciones en las actividades de perforación.

**La competencia en el sector de petróleo y gas es intensa. Ecopetrol se enfrenta a múltiples competidores**

Ecopetrol compete con otras compañías de exploración, producción, transporte y refinación de hidrocarburos, entre otras, en las siguientes áreas:

- Búsqueda de zonas de exploración y producción
- Venta de hidrocarburos
- Contratación y búsqueda de personal especializado

La capacidad de Ecopetrol de obtener o extender sus derechos de exploración y producción depende de su capacidad de evaluar y seleccionar terrenos, así como de obtener los permisos gubernamentales necesarios en el marco de un ambiente extremadamente competitivo.

**Derechos sobre los terrenos en los que opera Ecopetrol podrían ser impugnados**

Parte sustancial de la exploración y producción de hidrocarburos se lleva a cabo sobre terrenos en los cuales Ecopetrol ha adquirido derechos de servidumbre. Si bien estas servidumbres han sido otorgadas por los titulares de los derechos correspondientes y adquiridas por la empresa sustancialmente de conformidad con las leyes vigentes, terceras personas podrían iniciar procedimientos que busquen la revocatoria, impugnación, limitación o cancelación de los mencionados derechos. Si bien la legislación colombiana establece medidas de protección a la exploración y producción de hidrocarburos desde el punto de vista de los derechos de servidumbre y similares, una sentencia desfavorable a Ecopetrol en cualquiera de tales procedimientos podría tener un impacto sobre las operaciones, resultados y condición financiera de la Empresa.

**Limitaciones en la capacidad de producción y transporte de gas natural**

La comercialización del gas natural ha crecido de una manera importante en el país, convirtiéndose en el cuarto producto que representa los mayores ingresos de Ecopetrol. Este rápido incremento en el consumo ha superado la capacidad instalada de producción y transporte de gas, lo cual lleva a que existan algunos eventos en los cuales no sea posible atender la totalidad de los requerimientos contractuales pactados con los clientes. Ante estos eventos, Ecopetrol paga la compensación, así como las penalidades e indemnizaciones, pactadas en los contratos de suministro y transporte. Ecopetrol no puede garantizar que su capacidad instalada futura de producción y transporte de gas sea suficiente para atender sus compromisos contractuales, lo cual la llevaría a verse obligada al pago de sumas a los respectivos contratistas, lo cual a su vez podría tener un impacto sobre los resultados y condición financiera.

**Ecopetrol es responsable de pérdidas y daños causados a terceros como resultado de fallas en las instalaciones, gasoductos y oleoductos de su propiedad**

Dentro del giro normal de negocio, Ecopetrol puede ser responsable de pérdidas y daños causados a terceros como resultado de sus actividades operativas, al igual que por interrupción o perturbaciones que pueden no ser atribuidas a un tercero identificable. Fallos adversos en demandas y litigios podrían afectar los resultados de las operaciones y la condición financiera de la Empresa.

**Riesgos derivados de limitaciones en el recaudo de cartera**

En cifras acumuladas al 30 de abril del 2007, Ecopetrol presenta un indicador de cartera en mora / cartera total equivalente al 0,10% como resultado de su política de recaudo. Sin embargo no se puede asegurar que continúe con este tipo de resultados ni que vaya a recaudar la totalidad de su cartera en un futuro.

**j) Riesgos generados por carga pensional y sindicatos**

En cumplimiento del Decreto 2153 de 1999, el pasivo pensional de Ecopetrol se encuentra fondeado en un 88% respecto al cálculo actuarial que se actualiza cada año. Los patrimonios autónomos pensionales previstos en dicho Decreto están constituidos por inversiones líquidas que siguen muy de cerca los lineamientos de inversión de los recursos de los fondos de pensiones obligatorios colombianos. No obstante lo anterior, en un escenario de tasas de interés al alza, la valoración de los portafolios puede verse seriamente afectada si se tiene en cuenta que la mayor parte de las inversiones se valoran a mercado. Adicionalmente, en un escenario en el que se presente reevaluación del peso, las inversiones en moneda extranjera se verán afectadas negativamente. En el evento en que por cualquier razón el valor de los patrimonios autónomos pensionales no fuere suficiente para atender las obligaciones pensionales de Ecopetrol por cualquier motivo, la Compañía se vería obligada a asumir directamente su pasivo pensional y los costos asociados al mismo.

**Los resultados podrían verse afectados por de situaciones laborales**

Si bien un cese colectivo de actividades por parte de los trabajadores de Ecopetrol está prohibido por mandato expreso de la Constitución Política colombiana y de la ley, otro tipo de situaciones laborales tales como mítines y bajas en el ritmo de trabajo podrían tener un impacto sobre la operación y, por lo tanto, sobre los resultados.

**k) Vulnerabilidad del emisor ante variaciones en la tasa de interés y/o tasa de cambio.**

Ecopetrol realiza la mayoría de sus ventas en el mercado internacional en dólares, algunos activos que posee en su portafolio se encuentran denominados en dólares, así como la compra de equipos fabricados en el extranjero, la contratación de servicios petroleros especializados, el transporte por ductos de crudos y de gas, la compra de crudos y gas a los socios, y los seguros, entre otros, se transan en dólares. Este tipo de transacciones y activos son susceptibles a los cambios en la tasa de cambio peso – dólar, afectando los resultados.

De la misma manera, cuando Ecopetrol sea transformada a una sociedad de economía mixta, ésta podrá asumir obligaciones financieras en moneda local o extranjera. A partir de ese momento, y en el evento en que se incurra en deuda en moneda extranjera, las variaciones de la tasa de cambio tendrán un impacto sobre sus resultados.

**l) Dependencia en licencias, contratos, marcas, personal clave y demás variables, que no sean de propiedad Ecopetrol**

La especialización, el incremento de los precios de crudo, y la alta cantidad de proyectos hidrocarbúferos ha afectado el mercado de bienes y servicios de hidrocarburos, 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.

**m) Incertidumbre sobre el comportamiento de activos distintos a los del giro normal del negocio de Ecopetrol**

Ecopetrol cuenta con inversiones en otras sociedades, que se hicieron con el fin de contar con ventajas estratégicas, como son el desarrollo de proveedores de servicios, incursión y desarrollo de nuevos productos (como fue el caso del gas natural), y otras que obedecieron a solicitudes del accionista principal. Cualquier cambio en el valor, rendimiento y naturaleza de dichas inversiones podrá afectar de manera negativa los resultados, así como la condición financiera de Ecopetrol.

**n) Impacto de posibles cambios en las regulaciones que atañen a Ecopetrol**

**Cambios en la regulación y normatividad podrían tener un impacto sobre los resultados de Ecopetrol.**

Los cambios del entorno y sus respectivas regulaciones representan un riesgo para las compañías, especialmente en un sector regulado como en el cual se desenvuelve Ecopetrol. No se puede asegurar que el marco regulatorio del negocio continuará en vigencia, o que seguirá siendo interpretado de la manera como lo ha sido hasta ahora, ni tampoco que como resultado de cualquier modificación o cambio de interpretación los estados financieros no vayan a sufrir un impacto. Adicionalmente, es posible que se establezcan nuevas reglamentaciones que puedan tener un efecto sobre sus negocios, operaciones y situación financiera.

En materia de impuestos, el sector petrolero es uno de los que más aporta a las arcas de la Nación. Lo anterior, unido a los cambios recurrentes en las normas tributarias colombianas, podría llevar a que los impuestos que debe pagar Ecopetrol en el futuro sean aumentados de manera considerable, generando así un impacto sobre las utilidades netas.

**Una modificación a la legislación existente sobre subsidios podría tener un impacto importante sobre la Empresa**

De acuerdo con la Ley 1110 de 2006, la Nación asumió la obligación de subsidiar la gasolina motor corriente y el ACPM. Como consecuencia, Ecopetrol vende gasolina y ACPM a precios regulados y el Gobierno Nacional reconoce a la Empresa el monto del subsidio correspondiente. Una modificación a la Ley 1110 de 2006 y las normas que la reglamentan podría tener un impacto sobre los resultados de Ecopetrol.

**o) Impacto de disposiciones ambientales**

Las actividades y operaciones que desarrolla Ecopetrol a lo largo y ancho del país están sujetas a la normatividad ambiental a nivel local y nacional. Esta normatividad incluye la exigencia de obtener licencias ambientales o aprobación de planes de manejo ambiental, obtención de permisos de vertimientos, emisiones atmosféricas, manejo de residuos peligrosos, ruido y concesión de aguas, entre otros. El incumplimiento de esta normatividad puede acarrear efectos adversos para Ecopetrol y su reputación, incluyendo la imposición de multas. Así mismo, Ecopetrol se puede ver afectado por los costos asociados a la investigación, mitigación, corrección, compensación y manejo de impactos ambientales generados por sus operaciones, tales como los incidentes ambientales provocados por derrames de hidrocarburos, incluyendo procesos de descontaminación.

**p) Créditos que obliguen a Ecopetrol a conservar determinadas proporciones en su estructura financiera.**

No existen créditos ni obligaciones financieras o bursátiles que obliguen a Ecopetrol a cumplir con indicadores financieros o a conservar determinadas proporciones en su estructura financiera

**q) Operaciones que podrían afectar el desarrollo normal del negocio**

No se ha presentado ningún acontecimiento que pueda afectar de manera significativa el normal desarrollo de las operaciones de Ecopetrol o sus resultados

r) ***Dilución de potenciales inversionistas***

Los tenedores de las acciones están sujetos a la dilución de su participación en el capital social. Para financiar las iniciativas de crecimiento, Ecopetrol puede tener la necesidad de obtener capital adicional a través de emisiones de acciones públicas o privadas o de títulos de deuda convertibles en acciones. De conformidad con la ley colombiana y los Estatutos de la Empresa, estas emisiones pueden realizarse sin dar derechos de preferencia a los accionistas. Adicionalmente, tal decisión podría ser tomada con el voto favorable de la Nación, sin importar el sentido en el que voten los demás accionistas. En el evento en que la Asamblea de Accionistas aprobara la emisión de nuevas acciones sin derechos de preferencia para los accionistas actuales, o en el evento en que éstos no puedan ejercer su derecho a suscribir preferencialmente las acciones emitidas en la forma y proporción establecida en los Estatutos Sociales, la participación de los accionistas puede diluirse.

s) ***Influencia del Gobierno colombiano en aspectos macroeconómicos***

El Gobierno colombiano ha ejercido influencia en la economía colombiana, y sus políticas tradicionalmente han tenido un importante efecto sobre las entidades colombianas, las condiciones de mercado, los precios y las tasas de rendimiento de los títulos colombianos. Esto, a su vez, puede reflejarse directa o indirectamente en el desarrollo de las empresas colombianas, dentro de las cuales se encuentra Ecopetrol.

Igualmente, el valor de mercado de los títulos de Ecopetrol y cualquier dividendo distribuido por ella puede también estar afectado por la inestabilidad social y otros acontecimientos políticos en Colombia. Ecopetrol no puede asegurar que acontecimientos futuros en las políticas gubernamentales no perjudicarán o afectarán de manera sustancial sus negocios o las condiciones financieras del mismo o el valor de mercado de sus acciones.

t) ***Tendencias económicas locales, regionales o de carácter mundial adversas pueden afectar la economía de cualquiera de los países donde Ecopetrol tiene o llegue a tener inversiones u operaciones.***

El desempeño de la Empresa, y en especial su situación financiera, podrá verse afectada positiva o negativamente por fluctuaciones en las condiciones macroeconómicas de Colombia, tales como, costos laborales, inflación, devaluación, tasas de interés, impuestos e inestabilidad social entre otros.

Adicionalmente, la presencia actual de Ecopetrol en Brasil, o los nuevos negocios que se desarrollen dentro de la estrategia de internacionalización, llevan a que la Compañía, no solo esté sometida a la influencia de tendencias económicas locales, sino también a las regionales. Esta influencia no solo cubre la política macroeconómica de los países, sino que incluye también las decisiones o la emisión de políticas de los gobiernos en materia de inversión extranjera en actividades petroleras y el cumplimiento de regulaciones ambientales de cada país.

Los países de Suramérica donde Ecopetrol está identificando nuevas oportunidades de negocio se han caracterizado por frecuentes y, ocasionalmente, drásticas intervenciones de las autoridades gubernamentales, las cuales pueden afectar adversamente el negocio de Ecopetrol. Dichas intervenciones, han resultado en ocasiones en la nacionalización de los activos y equipos petroleros, el incremento de los impuestos a la actividad petrolera, y restricciones a las exportaciones de hidrocarburos.

u) ***Exposición de la infraestructura a ataques terroristas; inestabilidad social en Colombia***

Colombia ha experimentado varios periodos de violencia durante las últimas cuatro décadas. Si bien el Gobierno colombiano ha implementado diversas medidas de seguridad y ha fortalecido sus fuerzas policiales y militares mediante la creación de unidades especializadas, la actividad guerrillera y el crimen relacionado con las drogas y los grupos al margen de la ley siguen existiendo en Colombia, incrementando el riesgo al que se encuentran expuestas las instalaciones de Ecopetrol ante ataques destructivos. Por lo tanto Ecopetrol no puede asegurar que este tipo de conductas y ataques vayan a cesar en el futuro.

Además de lo anterior, dichos eventos y actos terroristas están total o parcialmente excluidos de los contratos de seguro y de reaseguro que protegen el Patrimonio de la empresa por lo cual Ecopetrol debe asumir en forma directa los perjuicios derivados de su ocurrencia.

Así mismo, el aumento de las fuerzas policiales y militares y la vigilancia a permanente de la infraestructura hidrocarburífera puede verse afectado por las determinaciones de gobiernos futuros que no den tanta importancia al tema de seguridad y orden público.

v) ***El hurto de combustibles puede tener un impacto sobre los resultados de Ecopetrol***

En el pasado, Ecopetrol ha sido víctima de hurto de combustibles. Si bien este se ha reducido de 7.270 Bpd en el 2002 a 942 Bpd en el 2006, no se puede garantizar que en el futuro se produzcan nuevos hurtos y que, como consecuencia de los mismos, los resultados y la condición financiera se vean afectadas.

Adicionalmente, esta reducción en el hurto de combustibles puede estar directamente ligada a la política de seguridad democrática del actual gobierno, factor que puede cambiar considerablemente si los gobiernos futuros deciden adoptar una mayor flexibilidad en relación con este tipo de delitos.

Además de lo anterior, hay eventos de este tipo que no están asegurados y/o que tienen limitaciones para el pago de indemnizaciones por lo cual Ecopetrol debe asumir en forma directa los perjuicios derivados de su ocurrencia.

w) ***La inestabilidad política colombiana puede afectar de manera adversa los resultados y el precio de las acciones de Ecopetrol***

El desempeño de la economía colombiana ha estado tradicionalmente influenciado por el escenario político local. Las crisis políticas han afectado en el pasado la confianza de los inversionistas y del público en general, y han tenido como consecuencia un crecimiento económico bajo o negativo. Como resultado de ello, el precio de las acciones inscritas se ha visto reducido.

El Congreso de la República de Colombia y las autoridades locales están investigando en la actualidad, y entre otros asuntos, presuntos vínculos de personalidades políticas y empresariales nacionales con grupos armados al margen de la ley. Tales investigaciones han tenido como consecuencia el reemplazo de funcionarios estatales claves y ha ocupado una gran parte de la agenda del Congreso y de otras autoridades. Si el desarrollo de estas investigaciones fuere a afectar la confianza de los inversionistas o del público en general, o si resultaren en una crisis económica, los resultados y el valor de las acciones de Ecopetrol podrían verse impactados.

## **8 REQUISITOS FORMALES DE LA EMISIÓN**

---

### **8.1 APROBACIONES Y AUTORIZACIONES**

---

La Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol mediante Acta No. 014 del 12 de junio de 2007, aprobó la presente emisión de Acciones Ordinarias y delegó la aprobación del Reglamento de Emisión y Colocación en la Junta Directiva.

La Junta Directiva de Ecopetrol mediante Acta No. 70 del día 26 de julio de 2007, aprobó el Reglamento de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol

La inscripción de las acciones ordinarias, objeto del Programa de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol, en el Registro Nacional de Valores y Emisores y su respectiva oferta pública, fueron autorizadas por la Superintendencia Financiera de Colombia mediante la Resolución No. 1314 del 27 de julio del 2007.

### **8.2 ADVERTENCIA**

---

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.



### **8.3 CERTIFICACIONES**

---

#### **8.3.1 Del Representante Legal de Ecopetrol**

El suscrito Representante Legal de Ecopetrol certifica, dentro de su competencia, la veracidad del contenido del "Prospecto de Información de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol" y que en el mismo no se presentan omisiones de información que revistan materialidad y puedan afectar la decisión de los futuros inversionistas.

#### **ORIGINAL FIRMADO**

**JAVIER G. GUTIERREZ PEMBERTHY.**

C.C 19.168.740 de Bogotá.

Representante Legal

Ecopetrol S.A.

NIT. 899.999.068-1

**8.3.2 Del Revisor Fiscal de Ecopetrol**

**EL SUSCRITO REVISOR FISCAL  
DE ECOPETROL**

NIT. 899.999.0681-1

**HACE CONSTAR QUE:**

Dentro de mi competencia y basado además en las manifestaciones hechas por la administración de Ecopetrol, he verificado la información contenida en el Prospecto de Información de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol por un cupo global que equivale al veinte por ciento (20%) de las acciones que conforman el capital de Ecopetrol. Este Prospecto de Información no presenta omisiones de información que revistan de materialidad y puedan afectar la decisión de los futuros inversionistas.

La presente constancia se expedida en Bogotá a los diez y seis (16) días del mes de julio de dos mil siete (2007), dirigida a la Superintendencia Financiera de Colombia.

Atentamente,

**ORIGINAL FIRMADO**  
**FRANCISCO J. GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-530

**8.3.3 Del Representante Legal y del Contador Público de Ecopetrol**

Los suscritos Representante Legal y el Contador Público de Ecopetrol certifican cada uno dentro de su competencia, que las afirmaciones contenidas en los estados financieros que se encuentran en el “Prospecto de Información de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol” han sido verificadas previamente, conforme al Reglamento de Emisión y Colocación, y que las mismas han sido tomadas fielmente de los libros y que los estados financieros y otros informes relevantes para el público, no contienen vicios, impresiones o errores que impidan conocer la verdadera situación patrimonial o las operaciones del correspondiente emisor.

**ORIGINAL FIRMADO**

**JAVIER G. GUTIERREZ PEMBERTHY.**

C.C 19.168.740 de Bogotá.

Ecopetrol

NIT. 899.999.068-1

**ORIGINAL FIRMADO**

**JORGE HERNANDO MARTÍNEZ JAIME**

Contador Público

Tarjeta Profesional 14471-T Ecopetrol

NIT. 899.999.068-1

**8.3.4 Del Asesor y Coordinador de la Oferta**

BANCA DE INVERSIÓN BANCOLOMBIA S.A. CORPORACIÓN FINANCIERA como Banca de Inversión local para llevar a cabo la estructuración del Programa de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol, certifica que, dentro de lo que le compete en sus funciones como agente estructurador, empleó la debida diligencia en la recopilación de la información durante las reuniones con las directivas de Ecopetrol, y con base en estas, hizo la verificación del contenido del “Prospecto de Información de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol”, el cual incluye información veraz y no presenta omisiones de información que revistan materialidad y puedan afectar la decisión de futuros inversionistas.

BANCA DE INVERSIÓN BANCOLOMBIA S.A. CORPORACIÓN FINANCIERA como miembro de la Unión Temporal contrada por Ecopetrol y como Banca de Inversión local para llevar a cabo la estructuración del Programa de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol, por no estar dentro de la órbita de sus funciones, no ha auditado independientemente la información suministrada por Ecopetrol que sirvió de base para la elaboración del “Prospecto de Información de Emisión y Colocación de Acciones de Ecopetrol”, por lo tanto, no tendrá responsabilidad alguna por cualquier afirmación o certificación (explícita o implícita) contenida en el mismo.

**ORIGINAL FIRMADO**

**RODRIGO VELASQUEZ URIBE**

Representante Legal

**BANCA DE INVERSIÓN BANCOLOMBIA S.A. CORPORACIÓN FINANCIERA**

**8.3.5 Información o Declaración sobre el Contenido del Prospecto**

Cualquier información o declaración sobre el contenido del presente Prospecto puede ser obtenida a través de:

**ALVARO VARGAS**  
VP PLANEACIÓN  
Tel: (571) 234 4413

**ADRIANA ECHEVERRI**  
VP (e) Financiera  
Tel: (571) 234 4254

**ANGELA ROCIO SANCHEZ CRUZ**  
Unidad de Finanzas Corporativas  
Tel. (571) 2343542

## 9 ANEXOS

---

### 9.1 ANEXO 1 – PODER ESPECIAL (PERSONA NATURAL)

---

#### PODER ESPECIAL (Persona Natural)

[Nombre del Aceptante], mayor de edad, domiciliado en [Dirección y municipio], Identificado con [Cédula de ciudadanía o de extranjería según sea el caso] No [\_\_\_\_], expedida en [\_\_\_\_] (en adelante, el “**PODERDANTE**”), mediante el presente escrito manifiesto en forma expresa que confiero Poder Especial, Amplio y Suficiente a favor de [Nombre del Apoderado], mayor de edad, domiciliado en [Dirección y municipio], identificado con la Cedula de Ciudadanía No [\_\_\_\_] de [\_\_\_\_] (en adelante, el “**APODERADO**”), para que en mi nombre y representación presente una o más aceptaciones de suscripción por un número máximo de [Numero de acciones en letras (cifra en números)] de las acciones ordinarias ofrecidas en desarrollo del Programa de Emisión y Colocación de las Acciones de Ecopetrol y me represente en cualquier actuación que se requiera de conformidad con el Programa de Emisión y Colocación de las Acciones de Ecopetrol.

El **APODERADO** quedará expresamente facultado para suministrar cualquier información adicional, así como para realizar cualquier acto, que tenga como objeto aclarar o complementar la aceptación por él presentada para efectos de que ésta sea tenida como una aceptación válida dentro del Programa.

Para constancia de la anterior, se suscribe el presente poder en la ciudad de [\_\_\_\_], [País] a los [\_\_ (\_\_\_)] días del mes de [\_\_\_\_] de 2007.

---

EL PODERDANTE  
[Documento de Identificación]

**ACEPTO:**

---

[Nombre del Apoderado]  
[Documento de Identificación]

## 9.2 ANEXO 2 – PODER ESPECIAL (PERSONA JURÍDICA)

---

### PODER ESPECIAL (Persona Jurídica)

[Nombre del Aceptante], mayor de edad, domiciliado en [Dirección y municipio], Identificado con [Cédula de ciudadanía o de extranjería según sea el caso] No [\_\_\_\_], expedida en [\_\_\_\_], actuando en nombre y representación de [Denominación o Razón social de la Persona Jurídica], [Sociedad o tipo de persona jurídica aplicable], constituida mediante escritura pública No. [\_\_\_\_] del [día] de [mes] del año [\_\_\_\_] otorgada por la Notaría [\_\_\_\_] del Circulo Notarial de [\_\_\_\_] con domicilio en [Dirección y municipio] e identificada con el RUT No. [\_\_\_\_], en mi condición de Representante Legal de la misma (en adelante, el “**PODERDANTE**”), mediante el presente escrito manifiesto en forma expresa que confiero Poder Especial, Amplio y Suficiente a favor de [Nombre del Apoderado], mayor de edad, domiciliado en [Dirección y municipio], identificado con la Cedula de Ciudadanía No [\_\_\_\_] de [\_\_\_\_] (en adelante, el “**APODERADO**”), para que en nombre y representación de la persona jurídica que represento, presente en nombre del **PODERDANTE** una o más aceptaciones de suscripción por un número máximo de [Número de acciones en letras (cifra en números)] de las Acciones Ordinarias ofrecidas en desarrollo del Programa de Emisión y Colocación de las Acciones de Ecopetrol y la represente en cualquier actuación que se requiera de conformidad con el Programa de Emisión y Colocación de las Acciones de Ecopetrol.

El **APODERADO** quedará expresamente facultado para suministrar cualquier información adicional, así como para realizar cualquier acto, que tenga como objeto aclarar o complementar la aceptación por él presentada para efectos de que ésta sea tenida como una aceptación válida dentro del Programa.

Para constancia de la anterior, se suscribe el presente poder en la ciudad de [\_\_\_\_], [País] a los [\_\_ (\_\_\_\_)] días del mes de [\_\_\_\_] de 2007.

\_\_\_\_\_  
EL PODERDANTE  
[Documento de Identificación]

**ACEPTO:**

\_\_\_\_\_  
[Nombre del Apoderado]  
[Documento de Identificación]

### 9.3 ANEXO 3 – TABLA DE PROCESOS JUDICIALES

R. Interno	Proceso Judicial	Fecha Presentación Demanda	Resultado Conciliación	Sentencia	Cuantía COP (Pesos Colombianos)	Clases Contingencia
ACON00211	ACCION CONSTITUCIONAL	12/08/2004	No		78,789,960,000	Eventual perder
ACON00191	ACCION CONSTITUCIONAL	13/09/1999	No	Ninguna	14,600,000,000	Eventual perder
ACON00193	ACCION CONSTITUCIONAL	15/07/2002	No	Segunda	12,000,000,000	Eventual perder
ACON00196	ACCION CONSTITUCIONAL	28/08/2001	No		10,000,000,000	Eventual perder
AORD00138	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	25/06/1999	No		28,000,000,000	Eventual perder
AORD00089	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	15/09/1995	No		20,000,000,000	Eventual perder
AORD00168	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	04/09/2002	No	Ninguna	15,773,318,413	Eventual perder
AORD00275	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	27/04/2006			13,837,341,443	Eventual perder
AORD00117	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	19/04/2000	No	Ninguna	12,000,000,000	Eventual perder
AORD00175	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	09/10/2002	No	Ninguna	10,000,000,000	Eventual perder
AORD00133	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	28/02/2001	No	Ninguna	8,000,000,000	Eventual perder
AORD00114	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	14/09/1999	No	Ninguna	6,000,000,000	Eventual perder
AORD00134	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	19/04/2001	No	Ninguna	4,000,000,000	Eventual perder
AORD00280	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	05/06/2003	No	Ninguna	3,617,268,210	Eventual perder
CORD00256	CIVIL ORDINARIO	12/12/2000		Ninguna	250,000,000,000	Eventual perder
CORD00170	CIVIL ORDINARIO	15/05/2000	No		65,146,692,000	Eventual perder
CORD00299	CIVIL ORDINARIO	21/06/2005	No		8,900,000,000	Eventual perder
CORD00269	CIVIL ORDINARIO	27/05/2004	No		4,102,172,424	Eventual perder
LORD01987	LABORAL ORDINARIO	12/08/2005	No	Ninguna	2,506,000,000	Eventual perder
ACON00658	ACCION CONSTITUCIONAL	29/11/2006		Segunda	107,753,000,000	Probable perder
ACON00194	ACCION CONSTITUCIONAL	26/09/2002	No	Primera	82,286,654,917	Probable perder
ACON00195	ACCION CONSTITUCIONAL	24/09/2002		Primera	40,351,169,071	Probable perder
AORD00082	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	25/03/1996	No	Primera	2,800,000,000	Probable perder
AORD00181	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	06/03/2003	No	Ninguna	2,500,000,000	Probable perder
ARBIO0020	ARBITRAMENTO	28/12/2004		Ninguna	2,915,177,678	Probable perder
CORD00160	CIVIL ORDINARIO	04/02/1998	No	Segunda	64,000,000,000	Probable perder
LORD01088	LABORAL ORDINARIO	26/01/2000	No	Segunda	13,440,000,000	Probable perder
LORD01368	LABORAL ORDINARIO	21/07/2003	No	Segunda	9,043,680,000	Probable perder
LORD01221	LABORAL ORDINARIO	13/12/2001	No	Ninguna	3,126,539,621	Probable perder
ACON00188	ACCION CONSTITUCIONAL	28/10/1997		Ninguna	115,000,000,000	Remoto perder
ACON00621	ACCION CONSTITUCIONAL	27/09/2006			44,000,000,000	Remoto perder
ACON00717	ACCION CONSTITUCIONAL	22/02/2007			20,000,000,000	Remoto perder
ACON00702	ACCION CONSTITUCIONAL	26/02/2007			3,600,000,000	Remoto perder
AORD00176	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	06/11/2002			162,052,177,220	Remoto perder
AORD00182	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	13/06/2003			82,286,654,917	Remoto perder
AORD00112	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	10/07/1998	No	Primera	42,000,000,000	Remoto perder
AORD00187	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	03/12/2002			40,351,169,071	Remoto perder
AORD00110	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	07/10/1999	No	Primera	40,000,000,000	Remoto perder
AORD00137	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	20/03/1998	No	Primera	15,000,000,000	Remoto perder
AORD00086	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	30/04/1991	Si	Primera	15,000,000,000	Remoto perder
AORD00288	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	18/10/2006	No	Ninguna	14,831,425,288	Remoto perder
AORD00276	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	20/09/2006	No	Ninguna	14,256,198,458	Remoto perder
AORD00277	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	06/10/2006	No	Ninguna	14,244,970,370	Remoto perder
AORD00085	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	25/01/1985	No	Primera	7,326,344,100	Remoto perder
AORD00141	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	03/03/1998			7,000,000,000	Remoto perder
AORD00273	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	11/05/2005			5,000,000,000	Remoto perder
AORD00242	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	27/01/2004	No	Ninguna	3,100,000,000	Remoto perder
AORD00293	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	19/11/2004			3,100,000,000	Remoto perder
AORD00142	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	25/02/1998			2,614,241,931	Remoto perder
AORD00190	ADMINISTRATIVO ORDINARIO	15/05/2003		Ninguna	2,500,000,000	Remoto perder
CORD00182	CIVIL ORDINARIO	24/07/2000	No	Ninguna	3,509,450,000	Remoto perder
CONC00003	CONCURSAL	11/02/2003		Ninguna	47,411,320,000	Remoto perder
LORD01206	LABORAL ORDINARIO	06/11/2002	No	Primera	6,565,991,752	Remoto perder
LORD02185	LABORAL ORDINARIO	10/02/2006			5,000,000,000	Remoto perder
LORD01434	LABORAL ORDINARIO	09/04/2002	No		2,925,806,573	Remoto perder
Total 55 Procesos más relevantes					1,614,164,723,457	89%
Todos los procesos Ecopetrol Demandado					1,822,262,620,443	



#### **9.4 ANEXO 4 – DECLARACIÓN DEL ACCIONISTA MAYORITARIO**

##### **DECLARACION DE LA NACION EN SU CALIDAD DE ACCIONISTA MAYORITARIO DE ECOPETROL S.A.**

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:**

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.

Que a la constitución de ECOPETROL S.A. como sociedad pública por acciones concurrieron 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.

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.

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 desempeñe 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.

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.

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:

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 período; (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 756/02, en donde Ecopetrol 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 llegaren 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 propuestas cumpla con las siguientes condiciones:

- (i) Que los perfiles se ajusten a los definidos para los miembros de la Junta Directiva de ECOPETROL 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.

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 se propone para votación cualquier decisión prevista relacionada anteriormente y no se alcanza la mayoría establecida, 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.

**ORIGINAL FIRMADO**  
**OSCAR IVAN ZULUAGA ESCOBAR**  
Ministro de Hacienda y Crédito Público

## **9.5 ANEXO 5 – CERTIFICACIONES DE RESERVAS DE ECOPETROL**

---

A continuación se incluyen las certificaciones de reservas de hidrocarburos de Ecopetrol presentadas por las firmas Gaffney, Cline & Associates, Degoyler and MacNaughton y Ryder Scott Company.

Se aclara que la certificación de reservas presentada por Ryder Scott Company es una certificación preliminar de las reservas de Ecopetrol para los campos allí indicados. Una vez se expida la certificación definitiva, ésta será puesta a disposición de los potenciales inversionistas y del mercado en general en la página Web [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co). De manera adicional, los potenciales inversionistas podrán solicitar una copia del mencionado reporte definitivo una vez éste se encuentre disponible al correo electrónico [socios@ecopetrol.com.co](mailto:socios@ecopetrol.com.co)

Eduardo Lozano G.  
Vicepresidencia de Producción  
**Ecopetrol, S.A.**  
Calle 37 No. 8-43  
Edificio Colgas  
Bogotá, Colombia

### Certificación de Reservas para Cinco Bloques en Colombia

Estimado Señor Lozano,

A solicitud de Ecopetrol, S.A. (Ecopetrol), Gaffney, Cline & Associates (GCA) ha preparado una certificación sobre reservas para los siguientes bloques en Colombia sobre los cuales Ecopetrol tiene intereses, junto con las fechas de entrada en vigencia:

BLOQUE	FECHA DE ENTRADA EN VIGENCIA
Casabe	31 de diciembre de 2006
Guando	31 de diciembre de 2006
La Cira Infantas	31 de diciembre de 2006
Tello	30 de abril de 2007
Tibu	31 de diciembre de 2006

#### INTRODUCCION

La siguiente tabla resume la situación contractual de cada bloque a la fecha efectiva de la evaluación señalada anteriormente.

#### Términos contractuales por bloque

BLOQUE	ASOCIADO /SOCIO	TIPO DE CONTRATO	OPERADOR	TERMINACIÓN DE CONTRATO CON SOCIO
Casabe	Schlumberger	Contrato de prestación de servicios	Ecopetrol	Julio 2014 <sup>44</sup>
Guando	Petrobrás	Desarrollo y explotación del bloque	Petrobras	Junio 2023 <sup>1</sup>
La Cira Infantas	Oxyandina	Desarrollo y explotación del bloque	Ecopetrol	NA
Tello <sup>45</sup>	ANH	Contrato de participación, efectivo a partir del 14 de abril de 2007 (ECP tiene el 100% del interés de trabajo)	Ecopetrol	NA
Tibu <sup>46</sup>	N/A	ECP tiene 100% interés de trabajo, celebró un nuevo contrato con Petrobrás en abril de 2007	Ecopetrol	NA

La siguiente tabla resume los términos de los acuerdos aplicables a cada bloque.

#### Esquema de regalías por bloque e interés neto de recaudos de Ecopetrol

BLOQUE	ESQUEMA DE REGALIAS	INTERÉS NETO DE RECAUDOS DE ECOPETROL DURANTE SU ASOCIACIÓN
Casabe	Ley 756 (2002), Tarifa que oscila entre el 8% y el 25% basada en producción diaria promedio mes	100% después de regalías
Guando	Ley 508 (1999), Tarifa que oscila entre el 5% y el 25% basada en producción diaria promedio mes	50% después de regalías hasta 60 millones de barriles de producción acumulada. Luego, la participación oscila entre un 50% hasta un 75% después de aplicar la tarifa del factor-R
La Cira Infantas	Línea base paga 20%, Ley 756 (2002) aplica por encima de línea base con tarifas que oscilan entre el 8% y el 25% basada en producción diaria promedio mes	52% después de regalías, con ajustes por precios altos de producción y de petróleo.
Tello	Línea base paga 26.5%, Ley 756 (2002) aplica por encima de línea base con tarifas que oscilan entre el 8% y el 25% basada en producción diaria promedio mes	50% después de regalías
Tibu	20 % regalías fijas	100% después de regalías

<sup>44</sup> De acuerdo con el Decreto Ley 1760 (2003), a partir de diciembre 31 de 2006 y después de la terminación de los contratos de Casabe y Guando, las operaciones en campo y la titularidad sobre las reservas será 100% de Ecopetrol., hasta el límite económico de los campos.

<sup>45</sup> Hasta el 31 de diciembre de 2006 Ecopetrol actuaba como operador del contrato para el bloque Tello con reembolsos de los gastos de operación. El 14 de abril de 2007 Ecopetrol suscribió un nuevo contrato de participación con la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) donde Ecopetrol asumió el 100% del interés de trabajo en Tello y un derecho proporcional de reporte de reservas.

<sup>46</sup> En el bloque de Tibu, a partir de diciembre 31 de 2006, el 100% de las reservas de hidrocarburos después de las regalías eran atribuibles a Ecopetrol. Sin embargo, en abril de 2007 Ecopetrol y Petrobrás S.A. celebraron un contrato de desarrollo y explotación, en el cual Petrobras adquirió la participación sobre dicho bloque. Aunque este nuevo contrato no existía a la fecha de entrada en vigencia de la evaluación, resultara en una disminución significativa de las reservas atribuibles a Ecopetrol después de abril de 2007. No obstante, a GCA no recibió copia de los términos del nuevo acuerdo, y por lo tanto no puede analizar la potencial magnitud del impacto.

**CERTIFICADOS DE RESERVAS**

GCA ha realizado una auditoría independiente de las reservas de hidrocarburos líquidos y gas natural para los bloques mencionados anteriormente. Con base en la información técnica y otra información que nos ha sido suministrada relacionada con estas unidades de propiedad, por medio de este documento presentamos una certificación de reservas en las tablas que se encuentran más adelante. Las regalías que se deberán pagar al estado descritas en la tabla anterior han sido deducidas de los volúmenes reportados. Dichas regalías y otras reservas de propiedad del estado han sido resumidas en el Anexo IV.

**Declaración de volúmenes de hidrocarburos restantes**  
**Bloque Casabe, Colombia**  
**A 31 de diciembre de 2006**

	VOLÚMENES BRUTOS (100%) DE BLOQUE		INTERÉS NETO DE RESERVAS DE ECOPETROL	
	LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMscf)	LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMSCF)
Probados				
Desarrollados	24,050		22,109	
No Desarrollados	8,092		7,411	
<b>Reservas Totales 1P</b>	<b>32,142</b>		<b>29,520</b>	
Reservas 2P	38,696		35,525	
Reservas 3P	52,024		47,701	

**Declaración de volúmenes de hidrocarburos restantes**  
**Bloque Guando, Colombia**  
**A 31 de diciembre de 2006**

	VOLÚMENES BRUTOS (100%) DE BLOQUE		INTERÉS NETO DE RESERVAS DE ECOPETROL	
	LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMscf)	LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMSCF)
Probados				
Desarrollados	77,858		54,452	
No Desarrollados	16,817		11,224	
<b>Reservas Totales 1P</b>	<b>94,674</b>		<b>65,677</b>	
Reservas 2P	107,060		74,142	
Reservas 3P	119,234		85,133	

**Declaración de volúmenes de hidrocarburos restantes**  
**Bloque La Cira Infantas, Colombia**  
**A 31 de diciembre de 2006**

	VOLÚMENES BRUTOS (100%) DE BLOQUE		INTERÉS NETO DE RESERVAS DE ECOPETROL	
	LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMscf)	LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMSCF)
Probados				
Desarrollados	35,720	7,061	18,669	3,599
No Desarrollados	49,408	2,777	28,329	1,397
<b>Reservas Totales 1P</b>	<b>85,129</b>	<b>9,838</b>	<b>46,998</b>	<b>4,997</b>
Reservas 2P	209,504	14,831	118,204	7,381
Reservas 3P				

**Declaración de volúmenes de hidrocarburos restantes**  
**Bloque Tello, Colombia**  
**A 30 de abril de 2007**

	VOLÚMENES BRUTOS (100%) DE BLOQUE		INTERÉS NETO DE RESERVAS DE ECOPETROL	
	LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMscf)	LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMSCF)
Probados				
Desarrollados	20,167		8,067	
No Desarrollados	3,960		1,813	
<b>Reservas Totales 1P</b>	<b>24,127</b>		<b>9,880</b>	
Reservas 2P	29,600		12,366	
Reservas 3P	30,742		12,869	

**Declaración de volúmenes de hidrocarburos restantes  
Bloque Tibu, Colombia  
A 31 de diciembre de 2006**

	VOLÚMENES BRUTOS (100%) DE BLOQUE		INTERÉS NETO DE RESERVAS DE ECOPETROL	
	LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMscf)	LÍQUIDOS (Mstb)	GAS (MMSCF)
Probados				
Desarrollados	10,163		8,131	
No Desarrollados				
<b>Reservas Totales 1P</b>	<b>10,163</b>		<b>8,131</b>	
Reservas 2P				
Reservas 3P				

Los volúmenes de hidrocarburos líquidos representan crudo, gasolina natural y gas licuado de petróleo (GLP) estimados a ser obtenidos durante la separación de campos y procesamiento en planta y son reportados en miles de tanques de barriles en reserva (*stock tank barrels*). Los volúmenes de gas natural para La Cira Infantes representan las ventas de gas esperadas, y se reportan en millones de pies cúbicos en condiciones estándares de 14.7 psia y 60 grados Fahrenheit. Dichos volúmenes han sido reducidos para uso de gasolina en el campo. Los volúmenes de gas natural en otros cuatro bloques no han sido reportados ya que se han usado como combustible y para otras operaciones del campo.

En opinión de GCA, los estimados del total de hidrocarburos líquidos y volúmenes de gas existentes a las correspondientes fechas efectivas (y sujetos a las Anotaciones, realizadas anteriormente), son, tomados como un todo, razonables. Los estimados de Reservas Probadas han sido preparados de acuerdo con las definiciones establecidas en la Regla 4-10 de la Regulación S-X de la *Securities and Exchange Commission* de los Estados Unidos. Los estimados de las reservas probables y posibles han sido preparados de acuerdo con las definiciones promulgadas por la Sociedad de Ingenieros de Petróleos (SIP)/Congreso de Petróleos Internacional (CPI) en 1997 para los bloques evaluados a partir de diciembre 31 de 2006 y de acuerdo con las definiciones aprobadas por SIP/CPI/Asociación Americana de Geólogos de Petróleo (AAGP)/Sociedad de Ingenieros Evaluadores de Petróleo (SIEP) en marzo de 2007 para el bloque Tello.

La presente auditoria ha sido basada en estimados de reservas y otra información suministrada por Ecopetrol a GCA durante el transcurso de julio de 2007 e incluye los exámenes, procedimientos y ajustes que fueron considerados necesarios. La totalidad de las preguntas que surgieron durante el proceso de certificación fueron satisfactoriamente resueltas. Las reservas de hidrocarburos reportadas son un estimado basado en el criterio de ingenieros profesionales y está sujeta a revisiones en el futuro, para aumentar o disminuir, como resultado de operaciones futuras o información adicional que se pueda obtener.

Los exámenes económicos para los volúmenes de reservas Probadas a diciembre 31 de 2006 de los cuatro campos evaluados fueron basados en un precio de referencia constante de crudo de West Texas Intermediate (WTI) de US\$61.15/barril a partir de diciembre 29 de 2006, corregido según la ubicación y cantidad para determinar un precio a boca de pozo para cada bloque. Un precio promedio de ventas de gas de US\$2.57/MMBtu (equivalente a US\$2.47/Mscf después de ajustes contractuales) fue usado, basado en el promedio de los contratos en vigencia al final del año.

Para Tello, se utilizó una base de WTI precio de petróleo de US\$65.71/barril, basada en el precio de abril 30 de 2007 y corregido según la ubicación y cantidad para determinar un precio a boca de pozo para cada bloque.

Para los casos de 2P y 3P, GCA aplicó un precio actual constante para toda la duración del proyecto, de acuerdo con las definiciones de SIP. Un escenario económico alternativo propuesto por Ecopetrol que utilizaba precios significativamente menores en años posteriores resultó ser demasiado conservador para los estimados de 2P y 3P, y por lo tanto no fue utilizado.

Los futuros costos de capital para el campo fueron derivados de las proyecciones de los programas de desarrollo preparados por los operadores de campo. Se utilizaron cifras de gastos de operaciones recientes como base para las proyecciones de costos de operación. GCA ha encontrado que inversiones de capital suficientes y gastos de operación han sido proyectados por el operador para producir los volúmenes proyectados.

Para el bloque Tibu, el nivel de detalle de los planes de desarrollo presentados a GCA no evidencia la viabilidad económica y técnica del desarrollo de los volúmenes reportados por Ecopetrol como Probados No Desarrollados, Probables y Posibles, y por lo tanto dichas cantidades no fueron reportadas como Reservas. Sin embargo, tomando en cuenta el agotamiento limitado a la fecha, se considera que cantidades significativas de hidrocarburos potencialmente transportables pueden existir, aunque no se puedan determinar como Reservas en este momento.

\*\*\*\*\*

Para esta tarea, GCA ha trabajado como auditores independientes de reservas. Los socios, administradores y empleados de la firma no tienen interés directo o indirecto en Ecopetrol. La remuneración de GCA no dependía de ninguna forma de los estimados de reservas reportados. No se presenta una opinión en este documento sobre los títulos de propiedad o gravámenes sobre los campos. Este reporte ha sido preparado para Ecopetrol y no se podrá utilizar para propósitos distintos a aquellos proyectados.

Cordialmente,

**ORIGINAL FIRMADO**  
**RAWDON J.H. SEAGER**  
Director de Proyectos

Adjunto:



- Certificados de Reservas
- Flujos de Caja Desarrollados
- Total de Flujos de Caja Probado
- Flujos de Caja Probados y Probables
- Flujos de Caja Probados, Probables y Posibles

Anexos:

- I: Definiciones de Reserva SEC
- II: Definiciones de Reserva SIP/CPI
- III: PRMS de SIP
- IV: Volumen de Regalías Destinadas al Estado

DEGOYLER AND MACNAUGHTON  
5001 SPRING VALLEY ROAD  
SUITE 800 EAST  
DALLAS, TEXAS 75244

**REPORTE DE AVALUO A DICIEMBRE 31 DE 2006 DE  
RESERVAS DE LOS BLOQUES DE ORITO y NEIVA PARA ECOPETROL EN COLOMBIA**

**RESUMEN EJECUTIVO**

**PROLOGO**

**Alcance de la Investigación**

En este reporte se presentan estimados, a partir de diciembre 31 de 2006, relacionados con reservas de crudo y GPL probado, probable y posible y el valor de las reservas probadas y probables de ciertas propiedades en los Llanos en Colombia y en las orillas de la península de la Guajira, Colombia, en los cuales ECOPETROL, S.A. (ECOPETROL) tiene alguna participación.

Los estimados de las reservas probadas presentados en el presente reporte fueron preparadas de acuerdo con las regulaciones proferidas por la "Securities and Exchange Commission" de los Estados Unidos (SEC). Los estimados de reservas probables y posibles presentadas en el presente reporte han sido preparados de acuerdo con las definiciones de reservas aprobadas en marzo de 1997 por la Sociedad de Ingenieros de Petróleos (SIP) y el Congreso de Petróleos Internacional (CPI). Dichas definiciones se encuentran discutidas en detalle en la sección de Clasificación de Reservas del presente reporte.

Las reservas estimadas en este reporte han sido expresadas como reservas netas y brutas. Reservas brutas se pueden definir como el total de petróleo estimado a ser producido en las propiedades a partir de diciembre 31 de 2006. Reservas netas se pueden definir como la porción de las reservas brutas atribuible a la participación de ECOPETROL después de deducir la totalidad de los intereses de terceros. Dado que ECOPETROL cancela en efectivo sus regalías gubernamentales por lo que las reservas netas no han sido reducidas en consideración del mencionado pago de regalías.

Adicionalmente, este presente reporte presenta valores que han sido estimados para reservas probadas y para reservas probadas y probables utilizando precios y costos iniciales, efectivos al diciembre 31 de 2006, presentados por ECOPETROL. En este reporte, los precios y costos iniciales se han mantenido constantes durante el transcurso de las vidas de las propiedades. Todos los valores en este reporte han sido expresados en dólares de Estados Unidos (U.S.\$). Una explicación detallada de los precios y costos a futuro se encuentra incluida en la sección de Avalúo de Reservas del presente reporte.

En este reporte, los valores de las reservas probadas y de las reservas probadas más probables han sido expresados como ingresos brutos futuros, ingresos netos futuros y con el valor actual. Los recados brutos futuros son aquellos que se le atribuyen a ECOPETROL por la producción y venta de las reservas netas estimadas. Los ingresos netos futuros se calculan al deducir gastos de operación, regalías pagadas en efectivo, costos de capital y los impuestos Colombianos causados sobre los ingresos brutos futuros. Los costos operativos incluyen costos de operación de campos, costos de transporte, gastos de compresión, y una provisión para imprevistos directamente relacionados con actividades de producción. El valor actual se define como los ingresos netos futuros descontados a una tasa de descuento determinada arbitrariamente compuesto mensualmente sobre el periodo de realización esperado. En el presente reporte, los valores líquidos de gas natural utilizando una tasa de descuento nominal del 10 por ciento han sido reportados en detalle y valores usando tasas nominales de descuento de 5, 10, 15 y 20 por ciento han sido reportados como totales.

Los estimados de reservas y de los ingresos netos futuros, según corresponda, se deberán entender únicamente como estimados que podrán variar dependiendo de la nueva información histórica de producción que pueda existir. Los estimados además de ser basados únicamente en la información existente, se encuentran sujetos a las incertidumbres inherentes a los factores de juicio y de interpretación de dicha información.

**Autorización**

El presente reporte ha sido autorizado por Ricardo Jaramillo Estrada, Funcionario Autorizado, ECOPETROL.

**Fuentes de Información**

La información utilizada para la preparación de este reporte fue suministrada por ECOPETROL. Durante la preparación del reporte hemos confiado, sin verificación independiente de nuestra parte, de dicha información otorgada por ECOPETROL relacionada con las propiedades sujetas a la evaluación, la producción de dichas propiedades, los costos actuales de operación y de desarrollo, precios actuales de producción, contratos relacionados con operaciones actuales y futuras y ventas y otra información y datos que fueron aceptados tal y como fueron representados. Un examen de campo de las propiedades no fue considerado necesario para los propósitos de este reporte.

**CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS**

Las reservas petroleras incluidas en este reporte que se clasifiquen como probadas, han sido consideradas como económicamente producibles en años venideros en yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y operacionales existentes, y asumiendo una continuidad de las normas legales actuales, y utilizando métodos y equipos convencionales de producción. En el análisis de las curvas de producción-descendientes, las reservas fueron estimadas solo hasta el límite de los ciclos económicos de producción bajo situaciones económicas y operativas existentes, usando precios y costos del día en que se hace la estimación, incluyendo cambios en los precios existentes únicamente para acuerdos contractuales, pero no incluyendo cambios basados en condiciones futuras. Las clasificaciones de reservas probadas utilizadas en este reporte fueron llevadas a cabo de acuerdo con la definición de reservas de las reglas 4-10(a) (1)-(13) de la regulación S-X proferida por la SEC de los Estados Unidos de Norte América. Los yacimientos se clasifican de la siguiente manera:

*Reservas probadas de petróleo y gas* - Reservas probadas de petróleo y gas son las cantidades estimadas de crudo, gas natural, y líquidos de gas natural, los cuales por medio de estudios geológicos e información de ingeniería demuestran con una certeza razonable que podrán ser extraídos en los años futuros de bloques descubiertos, bajo condiciones económicas y operativas existentes a la fecha, e.j. precios y costos a la fecha en que la estimación es realizada. Los precios incluyen la consideración de cambios en los precios existentes únicamente para acuerdos contractuales, y no se incluyen incrementos basados en condiciones futuras.

- (i) Se consideran probados los yacimientos en los cuales su productividad económica se encuentra sustentada bien sea por la producción actual o por la información obtenida por medio de pruebas científicas. El área de un yacimiento considerado probado incluye (A) la porción delineada por perforaciones y definida por petróleo-gas y/o petróleo-agua, si alguno; y (B) Las porciones inmediatamente



- adyacentes no perforadas, pero que pueden ser razonablemente consideradas como económicamente productivas con base en la información geológica y de ingeniería disponible. Ante la ausencia de información de contactos de fluidos, la ocurrencia estructural de hidrocarburos más baja controla el punto inferior del yacimiento.
- (ii) Las reservas que pueden ser productivas económicamente aplicando técnicas de extracción (por ejemplo inyección de fluidos) se incluyen dentro de la clasificación de "probadas" cuando resultados obtenidos a través de pruebas piloto han sido exitosos, o si la operación de un programa aplicado a dicho yacimiento, ofrece soporte para los análisis de ingeniería en los cuales el proyecto o programa se basa.
  - (iii) Dentro del estimado de las reservas probadas no se incluye lo siguiente: (A) petróleo que podría llegar a estar disponible dentro de yacimientos conocidos, pero es clasificado de manera separada como "reservas indicadas adicionales", (B) Crudo, gas natural y líquidos de gas natural, los cuales su extracción se encuentra sujeta a una duda razonable debido a la falta de certeza de la geología, características del yacimiento, o factores económicos; (C) Crudo, gas natural, y líquidos de gas natural que puedan obtenerse en prospectos no perforados; y (D) crudo, gas natural y líquidos de gas natural, que puedan ser recuperados de esquisto de petróleo (*oil shales*) carbón, gilzonita, y otros recursos similares.

*Reservas de petróleo y gas probadas y desarrolladas* - Reservas de petróleo y gas probadas y desarrolladas son aquellas reservas que se esperan obtener en pozos existentes con el equipo y los métodos de operación existentes. Petróleo y gas esperados adicionalmente por medio de inyección de fluidos u otro método de extracción utilizando las fuerzas naturales y los mecanismos primarios de recuperación deberían ser incluidos dentro de "reservas probadas y desarrolladas" después de realizar pruebas en un proyecto piloto o después de la operación de un programa instalado en el cual se compruebe que la respuesta de producción se incrementará.

*Reservas probadas y no desarrolladas* – Reservas de petróleo y gas probadas y no desarrolladas son las reservas que se esperan obtener de nuevos pozos o áreas de pozos no perforadas, o de pozos existentes en los cuales una considerable inversión es requerida para su producción. Reservas en áreas no perforadas, deben limitarse a las unidades de perforación compensadas con unidades productivas las cuales se espera de manera razonable que sean productivas. Reservas probadas para otras unidades no perforadas pueden ser declaradas únicamente cuando se pueda demostrar con una cierta certeza que existe una continuidad en su producción conforme a la información de producción existente al momento. Bajo ninguna circunstancia los estimados para yacimientos probados y no desarrollados podrán ser atribuidos a alguna área en la cual se ha realizado una inyección de fluidos u otro mecanismo de extracción, salvo que dichos mecanismos han sido probados como efectivos por las pruebas existentes en el área y en la misma reserva.

Las reservas probables y posibles presentadas en este reporte han sido preparadas de acuerdo con las definiciones de reservas aprobadas en marzo de 1997 por la SPE y la WPC. Las Reservas probables y posibles se basan en información geológica o de ingeniería similar a aquellas usadas para las estimaciones de reservas probadas; pero dudas técnicas, contractuales, económicas, o cambios regulatorios impiden que dichas reservas se clasifiquen como probables. Se podrán estimar asumiendo condiciones económicas futuras diferentes a las que prevalecen en el momento de las estimaciones. El efecto de posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y en los desarrollos tecnológicos podrán ser expresados asignando cantidades apropiadas de reservas a las clasificaciones de probable y posible.

*Reservas Probables* – Reservas probables son aquellas reservas no probadas, las cuales por medio de análisis geológicos e información de ingeniería se prevé que puede llegar a obtenerse producción. En este contexto, cuando métodos de probabilidad son usados, se debe obtener por lo menos un 50-por ciento de probabilidad que las cantidades extraídas equivaldrán o superarán la suma estimada probada más las reservas probables.

En general, reservas probables pueden incluir (1) reservas que se espera ser probadas por medio de perforaciones normales en donde control bajo tierra es inadecuado para clasificar que estas reservas son probadas, (2) las reservas ubicadas en formaciones geológicas que basadas en características ampliamente documentadas, parecen ser productivas, pero que carecen de pruebas definitivas y que no son análogas para reservas productivas o probadas en la misma área. (3) Reservas incrementales atribuibles a perforaciones de injertos, las cuales podrían haber sido clasificadas como probables si al momento de las estimaciones se hubiera autorizado espacios estatutarios más cercanos. (4) Reservas atribuibles a métodos de extracción mejorados, los cual han sido establecidos por medio de repetidas aplicaciones comerciales exitosas cuando (a) un proyecto o piloto está planeado pero no se encuentra en operación aún y (b) roca, fluidos, y características del yacimiento, parecen ser favorables para ser aplicadas comercialmente., (5) Reservas en el área de la formación las cuales parecen estar separadas del área probada por defectos y que la interpretación geológica indica que el área es estructuralmente mas alta que la área probada, (6) reservas atribuibles a un futuro tratamiento, adecuación, cambio de equipos, o cualquier otro procedimiento mecánico en el cual dicho procedimiento no ha sido probado como exitoso en pozos los cuales exhiben un comportamiento similar en yacimientos análogos, y (7) Reservas incrementales en yacimientos probados en las cuales una interpretación alternativa de desempeño o de información volumétrico indica que existen mas reservas que pueden ser clasificadas como probadas.

*Reservas posibles* - Reservas posibles son aquellas reservas cuyo análisis geológico e información de ingeniería sugiere que su extracción es menos probable que aquellas para las reservas probadas. En este contexto, cuando métodos de probabilidad son usados, debe haber por lo menos un 10-por ciento de probabilidad que las cantidades realmente extraíbles equivaldrán o excederán la suma del estimado probado más las posibles reservas.

En general, las reservas posibles pueden incluir (1) reservas las cuales, basadas en interpretaciones geológicas, podrían existir más allá de las áreas clasificadas como probables (2) Reservas ubicadas en formaciones que parecen ser aptas para obtener petróleo, basado en análisis de registros pero que podrían no ser productivos bajo tarifas comerciales, (3) Reservas incrementales sujetas a perforaciones que gozan de incertidumbre técnica, (4) reservas destinadas a ser extraídas por medio de procesos de extracción mejorados cuando (a) un proyecto o piloto de proyecto se encuentra planeado pero no operación, y (b) rocas, fluidos y características del yacimiento son tales que existe una duda razonable que el proyecto sea comercial, y (5) reservas en un área de la formación que parece estar separada del área probada por defecto y que se estima de acuerdo a la interpretación geológica que el área es estructuralmente mas baja en comparación con el área probada.

El extremo en el cual reservas probables y posibles pueden llegar a ser reclasificadas como reservas probadas depende de las pruebas de perforación, y del desempeño del pozo. El grado de riesgo a ser aplicado al evaluar las reservas probables y posibles se encuentra influenciado por factores económicos y tecnológicos como a su vez elementos de tiempo. Reservas probables y posibles en este reporte no han sido ajustadas en consideración a estos riesgos adicionales por lo tanto no son comparables con las reservas probadas.

#### **ESTIMACIÓN de RESERVAS**

Los estimados de las reservas fueron preparados por el uso de métodos geológicos y de ingeniería estándares generalmente aceptados por la industria petrolera. El método o combinación de métodos usad en los análisis de cada uno de los yacimientos fueron determinados por experiencia con yacimientos similares, estados de desarrollo, calidad y desarrollo de cifras básicas y la historia de producción.

Dependiendo del caso, el método volumétrico fue utilizado para determinar el petróleo original. Los estimados fueron determinados usando varios tipos de diarios, análisis de fondo y otra información existente. Tapas de formación, grosor bruto, y valores representativos para grosor de pago bruto, porosidad y saturación de fluido interstital fueron utilizados para preparar los mapas estructurales para delinear cada uno de los yacimientos y mapas para determinar los volúmenes de cada yacimiento. Cuando la información adecuada se encontraba disponible y las circunstancias ameritaban, un balance-material y otros métodos de ingeniería fueron utilizados para estimar el petróleo original.

Estimados de la última extracción fueron obtenidos al aplicar factores de eficiencia de extracción a las cantidades originales de petróleo. Dichos factores fueron basados en una consideración del tipo de energía inherente en cada yacimiento, análisis de fluido y propiedades de roca, la posición estructural de las propiedades y en la historia de producción. En algunos casos, se realizaron comparaciones con yacimientos de producción similar en el área donde había información mas completa.

Cuando la información adecuada se encontraba disponible y las circunstancias ameritaban, material de balance y otros métodos de ingeniería fueron utilizados para estimar los factores de extracción. En tales casos, los parámetros de rendimiento de los yacimientos tales como la producción acumulativa, la tasa de producción, la presión de los yacimientos, el balance de gas y petróleo y la producción de agua fueron considerados para estimar la eficiencia de extracción para determinar la extracción bruta.

Para yacimientos de tipo de agotamiento y otros yacimiento donde el rendimiento ha demostrado una disminución en la tasa de producción o otras características de diagnóstico, las reservas fueron estimadas por la aplicación de curvas de descenso apropiadas u otra relación de rendimiento. Al analizar curvas de descenso, las reservas fueron estimadas para calcular límites económicos basados en condiciones económicas actuales.

En ciertos casos cuando los métodos mencionados anteriormente no se pudieron utilizar, las reservas fueron estimadas por analogía con reservas similares donde existía y estaba disponible información mas completa.

Los estimados de reserva presentados en el presente documento fueron basados en la consideración de información de producción mensual hasta diciembre de 2006. A partir de diciembre 31 de 2006, los estimados de producción acumulativa fueron deducidos de la extracción bruta para estimar las reservas brutas estimadas.

Las reservas estimadas aquí presentadas se basan en la información mensual de producción a partir del mes de diciembre de 2006. la producción acumulativa estimada a partir de diciembre 31 de 2006, fue reducido del extraído final bruto para determinar las reservas estimadas brutas.

Las proyecciones de producción para las reservas probadas y probadas más probables, y sus correspondientes proyecciones de ganancias fueron preparadas por bloques. Estas proyecciones fueron preparadas usando el plan de desarrollo para cada bloque, incluyendo, según lo apropiado, la perforación adicional de pozos y la instalación de nuevos oleoductos e instalaciones para la producción. Las reservas probadas se limitaron al límite económico como se encuentra definido en la sección de este reporte denominado Clasificación de reservas, o la fecha de expiración de una licencia de producción, siendo aplicable el evento que ocurra primero.

#### **VALORACIÓN de las RESERVAS**

Los valores de las utilidades incluidas en este reporte fueron estimadas de conformidad con los valores iniciales y los costos entregados por ECOPETROL a Diciembre 31 de 2006.

Los precios futuros fueron estimados usando los lineamientos establecidos por la SEC y por la "Financial Accounting Standards Board" (FASB). Los valores de las reservas probables y comprobadas se basaron en proyecciones sobre cálculos futuros de producción y utilidades preparados para estos efectos sin aplicar los ajustes de riesgo a las reservas probables. Las reservas probables incluyen un riesgo superior al de las reservas comprobadas. Los valores de utilidad para reservas probables no han sido ajustados en relación con dichos riesgos; este ajuste sólo será necesario para hacer que los valores de las reservas probables sean comparables con los valores de las reservas comprobadas.

Las asunciones usadas para estimar los precios y costos futuros fueron las siguientes:

- *Precios del Producto*  
A finales del año 2006 los precios habían sido suministrados por o en nombre de ECOPETROL. Estos precios no han sido ajustados a la inflación.
- *Costos de Operación y Costos de Capital.*  
Los cálculos de los gastos de operación y de los costos de capital se basaron en información suministrada por ECOPETROL. Estos costos no fueron ajustados a la inflación.
- *Impuesto de renta en Colombia.*  
El impuesto de renta en Colombia se paga sobre una base legal del 34% para el año 2007 y del 33% después del 2007. Esta responsabilidad ha sido tenida en cuenta a lo largo de esta evaluación.
- *Tasa de cambio.*  
Las utilidades netas futuras fueron calculadas en dólares americanos. No se realizaron conversiones desde o hacia otras monedas.

Las proyecciones sobre utilidades netas futuras derivadas de las reservas comprobadas desarrolladas, probadas en su totalidad y probadas más probables.

En nuestra opinión, la información relacionada con la estimación de las reservas probadas, utilidades netas futuras derivadas de reservas probadas y el valor presente del cálculo de utilidades netas futuras derivadas de reservas comprobadas de gas natural, incluidos en este reporte han sido preparados de conformidad con los párrafos 10-13, 15, y 30(a)-(b) del "Statement Financial Accounting Standards" No. 69 (November 1982) expedido por el "FASB" y las Normas 4-10(a) (1)-(13) de la Regulación S-X y Regla 302(b) de la regulación S-K expedida por la SEC; teniendo en cuenta, sin embargo, que cierta información estimada no ha sido entregada con respecto a la información de los cambios en las reservas. Otras reglas y regulaciones de la SEC contienen provisiones específicas que prohíben el reporte de reservas probables o posibles; así entonces, el reporte y la radicación ante la SEC de las reservas probables o posibles calculadas en este proceso no cumplirán los parámetros establecidos en dichas reglas y regulaciones y no deberán ser usadas o tenidas en cuenta para cumplir los mencionados requisitos, bajo ninguna circunstancia.

En la medida en que las reglas, regulaciones y declaraciones antes mencionadas requieran de una valoración de naturaleza legal o contable, o información que se encuentre por fuera del enfoque de nuestro reporte, nos declaramos necesariamente impedidos para expresar una opinión que asegure que la información descrita con anterioridad se encuentra acorde con dichas normas.

**RESUMEN y CONCLUSIONES**

El bruto estimado, el neto probado y las posibles reservas de petróleo de los campos Orito y Neiva a 31 de diciembre de 2006, se resumen a continuación expresados en miles de barriles:

	Petróleo Bruto (miles de barriles)			Petróleo Bruto (miles de barriles)		
	Probado	Probable	Posible	Probado	Probable	Posible
Orito	29.976	16.780	14.498	18.908	8.044	6.950
Neiva	16.475	4.760	2.783	13.993	2.707	1.583
<b>Total</b>	<b>46.451</b>	<b>21.540</b>	<b>17.281</b>	<b>32.901</b>	<b>10.751</b>	<b>8.533</b>

Nota: Las reservas probables y posibles no han sido ajustadas según riesgo, para poder ser comparadas con las reservas probadas.

La ganancia neta futura que se estima derivar de la producción y venta de las reservas probadas de ECOPETROL, a diciembre 31 de 2006, bajo las presunciones económicas mencionadas se resume a continuación, expresada en miles de miles de dólares:

	Reservas Probadas (en miles de dólares)
Ganancia Bruta Futura	1.708.630
Regalías pagas en efectivo	137.741
Gastos Operacionales	334.172
Costos de Capital	21.183
Impuesto de Renta	405.477
Ganancia Neta Futura	810.057
Valor presente al diez por ciento	402.047

La ganancia futura neta estimada que se estima derivar de la producción y venta de las reservas probadas mas las probables de ECOPETROL, a diciembre 31 de 2006, bajo las presunciones económicas mencionadas se resume a continuación, expresada en miles de miles de dólares:

	Reservas Probadas (en miles de dólares)
Ganancia Bruta Futura	2.276.508
Regalías pagas en efectivo	186.531
Gastos Operacionales	381.399
Costos de Capital	21.183
Impuesto de Renta	561.893
Ganancia Neta Futura	1.125.502
Valor presente al diez por ciento	543.733

Nota: Los valores de las reservas probables no han sido ajustadas según el riesgo, para poder ser comparadas con las reservas probadas.

Entrega,

**ORIGINAL FIRMADO  
DE GOLYER AND MACNAUGHTON**

FIRMADO: 25 de julio de 2007

DEGOYLER AND MACNAUGHTON  
5001 SPRING VALLEY ROAD  
SUITE 800 EAST  
DALLAS, TEXAS 75244

**REPORTE DE AVALUO A DICIEMBRE 31 DE 2006 DE  
RESERVAS DE CIERTAS PROPIEDADES PARA ECOPETROL EN COLOMBIA**

**RESUMEN EJECUTIVO**

**PROLOGO**

**Alcance de la Investigación**

En este reporte se presentan estimados, a partir de diciembre 31 de 2006, relacionados con reservas de crudo y GPL probado, probable y posible y el valor de las reservas probadas y probables de ciertas propiedades en los Llanos en Colombia y en las orillas de la península de la Guajira, Colombia, en los cuales ECOPETROL, S.A. (ECOPETROL) tiene participación. Los bloques evaluados en el presente documento son los de Cusiana, Cupiagua, Cupiagua Sur, Recetor, Dele, Floreña, Pauto y Volcarena (conjuntamente los "bloques de los Llanos"). Dichos bloques se encuentran localizados en varias áreas correspondientes a contratos de asociación dentro de Colombia.

Los estimados de las reservas probadas presentados en este reporte fueron preparadas de acuerdo con las regulaciones proferidas por la "Securities and Exchange Commission" de los Estados Unidos (SEC). Los estimados de reservas probables y posibles presentadas en este reporte han sido preparadas de acuerdo con las definiciones de reservas aprobadas en marzo de 1997 por la Sociedad de Ingenieros de Petróleos (SIP) y el Congreso de Petróleos Internacional (CPI). Dichas definiciones se encuentran referidas en detalle en la sección de Clasificación de Reservas del presente reporte.

Las reservas estimadas en este reporte han sido expresadas como reservas netas y brutas. Reservas brutas se pueden definir como el total de petróleo estimado a ser producido en las propiedades a partir de diciembre 31 de 2006. Reservas netas se pueden definir como la porción de las reservas brutas atribuible a la participación de ECOPETROL después de deducir la totalidad de los intereses de terceros. ECOPETROL cancela en efectivo sus regalías gubernamentales, por lo que las reservas netas no han sido reducidas en consideración del mencionado pago de regalías.

Las ventas brutas de gas en los bloques de los Llanos han sido estimadas como las ventas brutas de gas procesado en las plantas de los bloques. Cada propietario contrata y vende su respectiva porción de gas. ECOPETROL suministra información relacionada con su porción de ventas de gas y volumen bruto de gas procesado.

Adicionalmente, este reporte presenta valores que han sido estimados para reservas probadas y para reservas probadas y probables utilizando precios y costos iniciales al 31 de diciembre de 2006, presentados por ECOPETROL. En este reporte, los precios y costos iniciales se han mantenido constantes durante el transcurso de las vidas de las propiedades. Todos los valores en este reporte han sido expresados en dólares de Estados Unidos (U.S.\$). Una explicación detallada de los precios y costos a futuro se encuentra incluida en la sección de Avalúo de Reservas del presente reporte.

En este reporte, los valores de las reservas probadas y de las reservas probadas y probables han sido expresados como ingresos brutos futuros, ingresos netos futuros e ingresos con valor actual. Los ingresos brutos futuros son aquellos que se le atribuyen a ECOPETROL por la producción y venta de las reservas netas estimadas. Los ingresos netos futuros se calculan al deducir gastos de operación, regalías pagadas en efectivo, costos de capital y los impuestos Colombianos causados sobre los ingresos brutos futuros. Los costos operativos incluyen costos de operación de campos, costos de transporte, gastos de compresión, y una provisión para imprevistos directamente relacionados con actividades de producción. El valor actual se define como los ingresos netos futuros descontados a una tasa de descuento determinada arbitrariamente compuesto mensualmente sobre el periodo de realización esperado. En el presente reporte, los valores presentes, utilizando una tasa de descuento nominal del 10 por ciento, han sido reportados en detalle y los valores usando tasas nominales de descuento de 5, 10, 15 y 20 por ciento han sido reportados como totales.

Los estimados de reservas y los ingresos netos futuros, según corresponda, se deberán entender únicamente como estimados que podrán variar dependiendo de la nueva información histórica de producción que pueda existir. Los estimados además de ser basados únicamente en la información existente, se encuentran sujetos a las incertidumbres inherentes a los factores de juicio y de interpretación de dicha información.

**Autorización**

El presente reporte ha sido autorizado por Ricardo Jaramillo Estrada, Líder de Abastecimiento a Proyectos, ECOPETROL.

**Fuentes de Información**

La información utilizada para la preparación de este reporte fue suministrada por ECOPETROL. Durante la preparación del reporte hemos confiado, sin verificación independiente de nuestra parte, en dicha información otorgada por ECOPETROL relacionada con las propiedades sujetas a la evaluación, la producción de dichas propiedades, los costos actuales de operación y de desarrollo, precios actuales de producción, contratos relacionados con operaciones actuales y futuras y ventas y otra información y datos que fueron aceptados tal y como fueron representados. Una examen de campo de las propiedades no fue considerada necesaria para los propósitos de este reporte.

**CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS**

Las reservas petroleras incluidas en este reporte que se clasifiquen como probadas, han sido consideradas como económicamente producibles en años venideros en yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y operacionales existentes, y asumiendo una continuidad de las normas legales actuales, y utilizando métodos y equipos convencionales de producción. En el análisis de las curvas de producción-descendientes, las reservas fueron estimadas solo hasta el límite de los ciclos económicos de producción bajo situaciones económicas y operativas existentes, usando precios y costos del día en que se hace la estimación, incluyendo cambios en los precios existentes únicamente para acuerdos contractuales, pero no incluyendo cambios basados en condiciones futuras. Las clasificaciones de reservas probadas utilizadas en este reporte fueron llevadas a cabo de acuerdo con la definición de reservas de las reglas 4-10(a) (1)-(13) de la regulación S-X proferida por la SEC de los Estados Unidos de Norte América. Los yacimientos se clasifican de la siguiente manera:

*Reservas probadas de petróleo y gas* - Reservas probadas de petróleo y gas son las cantidades estimadas de crudo, gas natural, y líquidos de gas natural, los cuales por medio de estudios geológicos e información de ingeniería demuestran con una certeza razonable que podrán ser extraídos en los años futuros de bloques descubiertos, bajo condiciones económicas y operativas existentes a la fecha, e.j. precios y costos a la

fecha en que la estimación es realizada. Los precios incluyen la consideración de cambios en los precios existentes únicamente para acuerdos contractuales, y no se incluyen incrementos basados en condiciones futuras.

- (i) Se consideran probados los yacimientos en los cuales su productividad económica se encuentra sustentada bien sea por la producción actual o por la información obtenida por medio de pruebas científicas. El área de un yacimiento considerado probado incluye (A) la porción delineada por perforaciones y definida por petróleo-gas y/o petróleo-agua, si alguno; y (B) Las porciones inmediatamente adyacentes no perforadas, pero que pueden ser razonablemente consideradas como económicamente productivas con base en la información geológica y de ingeniería disponible. Ante la ausencia de información de contactos de fluidos, la ocurrencia estructural de hidrocarburos más baja controla el punto inferior del yacimiento.
- (ii) Las reservas que pueden ser productivas económicamente aplicando técnicas de extracción (por ejemplo inyección de fluidos) se incluyen dentro de la clasificación de "probadas" cuando resultados obtenidos a través de pruebas piloto han sido exitosos, o si la operación de un programa aplicado a dicho yacimiento, ofrece soporte para los análisis de ingeniería en los cuales el proyecto o programa se basa.
- (iii) Dentro del estimado de las reservas probadas no se incluye lo siguiente: (A) petróleo que podría llegar a estar disponible dentro de yacimientos conocidos, pero es clasificado de manera separada como "reservas indicadas adicionales", (B) Crudo, gas natural y líquidos de gas natural, los cuales su extracción se encuentra sujeta a una duda razonable debido a la falta de certeza de la geología, características del yacimiento, o factores económicos; (C) Crudo, gas natural, y líquidos de gas natural que puedan obtenerse en prospectos no perforados; y (D) crudo, gas natural y líquidos de gas natural, que puedan ser recuperados de esquisto de petróleo (*oil shales*) carbón, gilsonita, y otros recursos similares.

*Reservas de petróleo y gas probadas y desarrolladas* - Reservas de petróleo y gas probadas y desarrolladas son aquellas reservas que se esperan obtener en pozos existentes con el equipo y los métodos de operación existentes. Petróleo y gas esperados adicionalmente por medio de inyección de fluidos u otro método de extracción utilizando las fuerzas naturales y los mecanismos primarios de recuperación deberían ser incluidos dentro de "reservas probadas y desarrolladas" después de realizar pruebas en un proyecto piloto o después de la operación de un programa instalado en el cual se compruebe que la respuesta de producción se incrementará.

*Reservas probadas y no desarrolladas* - Reservas de petróleo y gas probadas y no desarrolladas son las reservas que se esperan obtener de nuevos pozos o áreas de pozos no perforadas, o de pozos existentes en los cuales una considerable inversión es requerida para su producción. Reservas en áreas no perforadas, deben limitarse a las unidades de perforación compensadas con unidades productivas las cuales se espera de manera razonable que sean productivas. Reservas probadas para otras unidades no perforadas pueden ser declaradas únicamente cuando se pueda demostrar con una cierta certeza que existe una continuidad en su producción conforme a la información de producción existente al momento. Bajo ninguna circunstancia los estimados para yacimientos probados y no desarrollados podrán ser atribuidos a alguna área en la cual se ha realizado una inyección de fluidos u otro mecanismo de extracción, salvo que dichos mecanismos han sido probados como efectivos por las pruebas existentes en el área y en la misma reserva.

Las reservas probables y posibles presentadas en este reporte han sido preparadas de acuerdo con las definiciones de reservas aprobadas en marzo de 1997 por la SPE y la WPC. Las Reservas probables y posibles se basan en información geológica o de ingeniería similar a aquellas usadas para las estimaciones de reservas probadas; pero dudas técnicas, contractuales, económicas, o cambios regulatorios impiden que dichas reservas se clasifiquen como probables. Se podrán estimar asumiendo condiciones económicas futuras diferentes a las que prevalecen en el momento de las estimaciones. El efecto de posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y en los desarrollos tecnológicos podrán ser expresados asignando cantidades apropiadas de reservas a las clasificaciones de probable y posible.

*Reservas Probables* - Reservas probables son aquellas reservas no probadas, las cuales por medio de análisis geológicos e información de ingeniería se prevé que puede llegar a obtenerse producción. En este contexto, cuando métodos de probabilidad son usados, se debe obtener por lo menos un 50-por ciento de probabilidad que las cantidades extraídas equivaldrán o superarán la suma estimada probada más las reservas probables.

En general, reservas probables pueden incluir (1) reservas que se espera ser probadas por medio de perforaciones normales en donde control bajo tierra es inadecuado para clasificar que estas reservas son probadas, (2) las reservas ubicadas en formaciones geológicas que basadas en características ampliamente documentadas, parecen ser productivas, pero que carecen de pruebas definitivas y que no son análogas para reservas productivas o probadas en la misma área. (3) Reservas incrementales atribuibles a perforaciones de injertos, las cuales podrían haber sido clasificadas como probables si al momento de las estimaciones se hubiera autorizado espacios estatutarios más cercanos. (4) Reservas atribuibles a métodos de extracción mejorados, los cual han sido establecidos por medio de repetidas aplicaciones comerciales exitosas cuando (a) un proyecto o piloto está planeado pero no se encuentra en operación aún y (b) roca, fluidos, y características del yacimiento, parecen ser favorables para ser aplicadas comercialmente., (5) Reservas en el área de la formación las cuales parecen estar separadas del área probada por defectos y que la interpretación geológica indica que el área es estructuralmente mas alta que la área probada, (6) reservas atribuibles a un futuro tratamiento, adecuación, cambio de equipos, o cualquier otro procedimiento mecánico en el cual dicho procedimiento no ha sido probado como exitoso en pozos los cuales exhiben un comportamiento similar en yacimientos análogos, y (7) Reservas incrementales en yacimientos probados en las cuales una interpretación alternativa de desempeño o de información volumétrico indica que existen mas reservas que pueden ser clasificadas como probadas.

*Reservas posibles* - Reservas posibles son aquellas reservas cuyo análisis geológico e información de ingeniería sugiere que su extracción es menos probable que aquellas para las reservas probadas. En este contexto, cuando métodos de probabilidad son usados, debe haber por lo menos un 10-por ciento de probabilidad que las cantidades realmente extraíbles equivaldrán o excederán la suma del estimado probado más las posibles reservas.

En general, las reservas posibles pueden incluir (1) reservas las cuales, basadas en interpretaciones geológicas, podrían existir más allá de las áreas clasificadas como probables (2) Reservas ubicadas en formaciones que parecen ser aptas para obtener petróleo, basado en análisis de registros pero que podrían no ser productivos bajo tarifas comerciales, (3) Reservas incrementales sujetas a perforaciones que gozan de incertidumbre técnica, (4) reservas destinadas a ser extraídas por medio de procesos de extracción mejorados cuando (a) un proyecto o piloto de proyecto se encuentra planeado pero no operación, y (b) rocas, fluidos y características del yacimiento son tales que existe una duda razonable que el proyecto sea comercial, y (5) reservas en un área de la formación que parece estar separada del área probada por defecto y que se estima de acuerdo a la interpretación geológica que el área es estructuralmente mas baja en comparación con el área probada.

El extremo en el cual reservas probables y posibles pueden llegar a ser reclasificadas como reservas probadas depende de las pruebas de perforación, y del desempeño del pozo. El grado de riesgo a ser aplicado al evaluar las reservas probables y posibles se encuentra influenciado por factores económicos y tecnológicos como a su vez elementos de tiempo. Reservas probables y posibles en este reporte no han sido ajustadas en consideración a estos riesgos adicionales por lo tanto no son comparables con las reservas probadas.

### **ESTIMACIÓN de RESERVAS**

Los estimados de las reservas fueron preparados por el uso de métodos geológicos y de ingeniería estándares generalmente aceptados por la industria petrolera. El método o combinación de métodos usad en los análisis de cada uno de los yacimientos fueron determinados por experiencia con yacimientos similares, estados de desarrollo, calidad y desarrollo de cifras básicas y la historia de producción.

Dependiendo del caso, el método volumétrico fue utilizado para determinar el petróleo original. Los estimados fueron determinados usando varios tipos de diarios, análisis de fondo y otra información existente. Tapas de formación, grosor bruto, y valores representativos para grosor de pago bruto, porosidad y saturación de fluido interstital fueron utilizados para preparar los mapas estructurales para delinear cada uno de los yacimientos y mapas para determinar los volúmenes de cada yacimiento. Cuando la información adecuada se encontraba disponible y las circunstancias ameritaban, un balance-material y otros métodos de ingeniería fueron utilizados para estimar el petróleo original.

Estimados de la última extracción fueron obtenidos al aplicar factores de eficiencia de extracción a las cantidades originales de petróleo. Dichos factores fueron basados en una consideración del tipo de energía inherente en cada yacimiento, análisis de fluido y propiedades de roca, la posición estructural de las propiedades y en la historia de producción. En algunos casos, se realizaron comparaciones con yacimientos de producción similar en el área donde había información mas completa.

Cuando la información adecuada se encontraba disponible y las circunstancias ameritaban, material de balance y otros métodos de ingeniería fueron utilizados para estimar los factores de extracción. En tales casos, los parámetros de rendimiento de los yacimientos tales como la producción acumulativa, la tasa de producción, la presión de los yacimientos, el balance de gas y petróleo y la producción de agua fueron considerados para estimar la eficiencia de extracción para determinar la extracción bruta.

Para yacimientos de tipo de agotamiento y otros yacimiento donde el rendimiento ha demostrado una disminución en la tasa de producción o otras características de diagnostico, las reservas fueron estimadas por la aplicación de curvas de descenso apropiadas u otra relación de rendimiento. Al analizar curvas de descenso, las reservas fueron estimadas para calcular límites económicos basados en condiciones económicas actuales.

En ciertos casos cuando los métodos mencionados anteriormente no se pudieron utilizar, las reservas fueron estimadas por analogía con reservas similares donde existía y estaba disponible información mas completa.

Los estimados de reserva presentados en el presente documento fueron basados en la consideración de información de producción mensual hasta diciembre de 2006. A partir de diciembre 31 de 2006, los estimados de producción acumulativa fueron deducidos de la extracción bruta para estimar las reservas brutas estimadas.

Las reservas estimadas aquí presentadas se basan en la información mensual de producción a partir del mes de diciembre de 2006. la producción acumulativa estimada a partir de diciembre 31 de 2006, fue reducido del extraído final bruto para determinar las reservas estimadas brutas. La tabla 1 presenta un resumen del estimado para las reservas netas y brutas de petróleo.

Volúmenes de gas estimados acá son volumen de venta de gas, expresados a una temperatura base de 60 grados Fahrenheit (°F) y una presión base de 14.7 libras por pulgada al cuadrado absoluta (psia). Ventas de gas está definido como la totalidad de gas a ser producido por los nacimientos, medido en el punto de entrega, después de una reducción por uso de gasolina, bengalas, y reducción resultante de la separación y procesamiento del bloque.

Las proyecciones de producción para las reservas probadas y reservas probadas y probables, y sus correspondientes proyecciones de ganancias fueron preparadas por bloques. Estas proyecciones fueron preparadas usando el plan de desarrollo para cada bloque, incluyendo, según lo apropiado, la perforación adicional de pozos y la instalación de nuevos oleoductos e instalaciones para la producción. Las reservas probadas se limitaron al límite económico como se encuentra definido en la sección de este reporte denominado Clasificación de reservas, o la fecha de expiración de una licencia de producción, siendo aplicable el evento que ocurra primero.

### **VALORACIÓN de las RESERVAS**

Los valores de las utilidades incluidas en este reporte fueron estimadas de conformidad con los valores iniciales y los costos entregados por ECOPETROL a Diciembre 31 de 2006.

Los precios futuros fueron estimados usando los lineamientos establecidos por la SEC y por la "Financial Accounting Standards Board" (FASB). Los valores de las reservas probables y comprobadas se basaron en proyecciones sobre cálculos futuros de producción y utilidades preparados para estos efectos sin aplicar los ajustes de riesgo a las reservas probables. Las reservas probables incluyen un riesgo superior al de las reservas comprobadas. Los valores de utilidad para reservas probables no han sido ajustados en relación con dichos riesgos; este ajuste sólo será necesario para hacer que los valores de las reservas probables sean comparables con los valores de las reservas comprobadas.

Las asunciones usadas para estimar los precios y costos futuros fueron las siguientes:

- *Precios del Producto*  
A finales del año 2006 los precios habían sido suministrados por o en nombre de ECOPETROL. Estos precios no han sido ajustados a la inflación.
- Costos de Operación y Costos de Capital.  
Los cálculos de los gastos de operación y de los costos de capital se basaron en información suministrada por ECOPETROL. Estos costos no fueron ajustados a la inflación.
- Impuesto de renta en Colombia.  
El impuesto de renta en Colombia se paga sobre una base legal del 34% para el año 2007 y del 33% después del 2007. Esta responsabilidad ha sido tenida en cuenta a lo largo de esta evaluación.
- Tasa de cambio.  
Las utilidades netas futuras fueron calculadas en dólares americanos. No se realizaron conversiones desde o hacia otras monedas.

Las proyecciones sobre utilidades netas futuras derivadas de las reservas comprobadas desarrolladas, probadas en su totalidad y probadas más probables.

En nuestra opinión, la información relacionada con la estimación de las reservas probadas, utilidades netas futuras derivadas de reservas probadas y el valor presente del cálculo de utilidades netas futuras derivadas de reservas comprobadas de gas natural, petróleo, y NGL incluidos en este reporte han sido preparados de conformidad con los párrafos 10–13, 15, y 30(a)–(b) del "Statement Financial Accounting Standards" No. 69 (November 1982) expedido por el "FASB" y las Normas 4–10(a) (1)–(13) de la Regulación S–X y Regla 302(b) de la regulación S–K expedida

por la SEC; teniendo en cuenta, sin embargo, que cierta información estimada no ha sido entregada con respecto a la información de los cambios en las reservas. Otras reglas y regulaciones de la SEC contienen provisiones específicas que prohíben el reporte de reservas probables o posibles; así entonces, el reporte y la radicación ante la SEC de las reservas probables o posibles calculadas en este proceso no cumplirán los parámetros establecidos en dichas reglas y regulaciones y no deberán ser usadas o tenidas en cuenta para cumplir los mencionados requisitos, bajo ninguna circunstancia.

En la medida en que las reglas, regulaciones y declaraciones antes mencionadas requieran de una valoración de naturaleza legal o contable, o información que se encuentre por fuera del enfoque de nuestro reporte, nos declaramos necesariamente impedidos para expresar una opinión que asegure que la información descrita con anterioridad se encuentra acorde con dichas normas.

### RESUMEN y CONCLUSIONES

El estimado neto y bruto probado, probable y posible de ventas de reservas de gas, petróleo y GLP de ciertas propiedades en Colombia sobre las cuales ECOPETROL tiene derechos, a diciembre 31 de 2006, han sido resumidos a continuación expresados en millones de pies cúbicos y miles de barriles:

CAMPO	PROBADO			
	VENTA DE GAS		Petróleo Y NGL	
	BRUTO (MMcF)	NETO (MMcF)	BRUTO (MbbL)	NETO (MbbL)
Cusiana	753,886	607,744	104,767	74,829
Cupiagua/Cupiagua Sur	240,900	227,904	87,259	66,909
Recetor	0	0	31,094	16,097
Dele	0	0	0	0
Floreña	0	0	10,372	5,185
Pauto	83,464	83,464	20,216	10,215
Volcanera	0	0	0	0
<b>Sub-total Campos del Área Llanos</b>	<b>1,078,250</b>	<b>919,112</b>	<b>253,708</b>	<b>173,235</b>
Ballena	224,781	128,125	0	0
Chuchupa	2,256,920	1,286,444	0	0
Riohacha	0	0	0	0
<b>Sub-total Campos del Área Guajira</b>	<b>2,481,701</b>	<b>1,414,569</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>3,559,951</b>	<b>2,333,681</b>	<b>253,708</b>	<b>173,235</b>

CAMPO	PROBABLE			
	VENTA DE GAS		Petróleo Y NGL	
	BRUTO (MMcF)	NETO (MMcF)	BRUTO (MbbL)	NETO (MbbL)
Cusiana	725,982	725,982	32,788	27,883
Cupiagua/Cupiagua Sur	714,598	714,598	13,123	12,435
Recetor	0	0	9,284	5,185
Dele	0	0	0	0
Floreña	0	0	6,078	3,098
Pauto	466,327	466,327	16,796	13,023
Volcanera	0	0	0	0
<b>Sub-total Campos del Área Llanos</b>	<b>1,906,907</b>	<b>1,906,907</b>	<b>78,069</b>	<b>61,624</b>
Ballena	28,012	15,967	0	0
Chuchupa	389,310	221,907	0	0
Riohacha	0	0	0	0
<b>Sub-total Campos del Área Guajira</b>	<b>417,322</b>	<b>237,874</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2,324,229</b>	<b>2,144,781</b>	<b>78,069</b>	<b>61,624</b>

CAMPO	POSIBLE			
	VENTA DE GAS		Petróleo Y NGL	
	BRUTO (MMcF)	NETO (MMcF)	BRUTO (MbbL)	NETO (MbbL)
Cusiana	0	0	7,562	6,431
Cupiagua/Cupiagua Sur	0	0	10,742	10,179
Recetor	0	0	8,829	8,366
Dele	55,188	55,188	9,275	7,191
Floreña	0	0	0	0
Pauto	151,558	151,558	11,831	9,173
Volcanera	460,700	460,700	10,100	7,831
<b>Sub-total Campos del Área Llanos</b>	<b>667,446</b>	<b>667,446</b>	<b>58,339</b>	<b>49,171</b>
Ballena	0	0	0	0
Chuchupa	0	0	0	0
Riohacha	0	0	0	0
<b>Sub-total Campos del Área Guajira</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>667,446</b>	<b>667,446</b>	<b>58,339</b>	<b>49,171</b>

El estimado de ingresos netos futuros derivados de la producción y venta de las reservas probadas de ECOPETROL, a diciembre 31 de 2006 de acuerdo con las asunciones económicas ya mencionadas se resume a continuación, expresado en miles de dólares de Estados Unidos (M U.S.\$):

	<b>RESERVAS PROBADAS (M.EE.UU. \$)</b>
Recaudos Brutos a Futuro	15,454,461
Regalías Pagadas en efectivo	3,090,894
Gastos de Operación	3,376,606
Costos Capitales	454,560
Impuesto a Renta	2,620,742
Recaudos Netos a Futuro	5,911,659
Valor Actual al 10%	3,462,219

El estimado de ingresos netos futuros derivados de la producción y venta de las reservas probadas y probables de ECOPETROL a diciembre 31 de 2006, de acuerdo con las asunciones económicas ya mencionadas se resume a continuación, expresado en miles de dólares de Estados Unidos (M U.S.\$):

	<b>RESERVAS PROBADAS + PROBABLES (M.EE.UU. \$)</b>
Recaudos Brutos a Futuro	22,082,661
Regalías Pagadas en efectivo	4,416,531
Gastos de Operación	4,139,158
Costos Capitales	1,011,260
Impuesto a Renta	3,962,352
Recaudos Netos a Futuro	8,553,360
Valor Actual al 10%	4,426,234

Nota: Valores de reservas probables no han sido ajustadas con base en los riesgos existentes para ser comparables con las reservas probadas

Los volúmenes de gas estimados en el presente documento han sido expresados a una temperatura de 60 °F y a una presión base de 14.7 psia.

Presentado por,

**ORIGINAL FIRMADO**  
**DeGOYLER and MacNAUGHTON**

FIRMADO: julio 25 de 2007



Julio 27, 2007

**ECOPETROL**  
Calle 37 No. 8-43 Piso 12  
Bogota, D.C., Colombia

Señores y Señoras:

Conforme a su petición y de conformidad con los requerimientos del Contrato Capitalización de Reservas de Ecopetrol, Ryder Scott Company ha preparado una estimación PRELIMINAR de reservas, producción futura y rentas atribuibles a los campos petrolíferos de: Castilla, Suria, Libertad, Apiay, Rubiales, Chichimene y Cravo norte en el área de la Cuenca de los Llanos Orientales en los cuales Ecopetrol tiene ciertos intereses a fecha de Diciembre 31 de 2006. La evaluación de las rentas fue estimada usando precios constantes al 31 de Diciembre del 2006 según reglamentaciones de la SEC. Las corridas de reservas se calcularon hasta la vida económica de los campos.

Debido a fuerzas económicas y políticas, existe incertidumbre significativa con respecto al pronóstico de los precios futuros de los hidrocarburos. Las reservas recuperables y sus rentas atribuibles tienen una relación directa a los precios de los hidrocarburos recibidos realmente; por lo tanto, los volúmenes de reservas realmente recuperados y las cantidades de renta realmente recibidas pueden resultar significativamente diferente a las cantidades estimadas y presentadas en este informe.

Los resultados de este estudio se resumen en el anexo 1. Estas tablas presentan el resumen de reservas probadas, probables y posibles de cada una de los campos de las áreas en mención. No se incluyeron los campos Guayuriba, Quenane, Reforma y Saurio por no tener reservas. Las pequeñas diferencias entre estos resultados y los resultados presentados en las tablas detalle al final de este reporte se deben al redondeo de cifras en el programa Aries utilizado para ejecutar este estudio.

Los hidrocarburos líquidos se expresan en barriles estándar de 42 galones. Los montos monetarios se presentan en dolares (\$US). El ingreso bruto futuro está especificado después de la deducción de los costos de producción. Las deducciones abarcan los costos directos normales de operación de pozos, las regalías del gobierno, los costos de recompletación y los costos de desarrollo. Los ingresos netos futuros están especificados antes de deducciones de impuestos de renta y de estado y de gastos indirectos administrativos generales, y no se han ajustado según préstamos excepcionales que pueden existir, ni incluyen cualquier ajuste por el efectivo en la mano o rentas sin distribuir. El volumen restante es establecido como consumido y perdido en las operaciones de producción del campo.

El ingreso neto futuro descontado mostrado en el anexo fue calculado usando un descuento del 10 por ciento anual compuesto.

Los resultados mostrados en las tablas se presentan para su información y no se deben interpretar como nuestra estimación del valor comercial justo de esta propiedad.

#### **Reservas incluidas en este informe**

Las **reservas probadas** incluidas en este reporte se conforman con la definición aprobada por la Securities and Exchange Commission's Regulations (SEC). Las reservas probables y las reservas posibles incluidas en este reporte se conforman con las definiciones de las reservas probables y posibles aprobadas por el SPE/WPC usando la metodología determinística. Las definiciones de reservas probadas, probables, y posibles están incluidas bajo lenguaje "Petroleum Reserves Definitions" en este informe.

Las reservas probables son menos seguras a recuperarse que las reservas probadas y las reservas clasificadas como posibles son menos seguras a recuperarse que las reservas en categoría probable. Las reservas y los ingresos correspondientes a las diversas clasificaciones de las reservas que se incluyen en este reporte no se han ajustado para reflejar los grados variables de riesgo asociados a ellos y por lo tanto no son así comparables.

Debido a la relación directa entre los volúmenes de reservas no desarrolladas probadas y los planes de desarrollo, incluimos en las reservas de la categoría no desarrolladas probadas solamente volúmenes asignados a las localizaciones de pozos que se nos han asegurado por Ecopetrol serán perforados definitivamente y que están continuos a una producción comercial actual.

Las varias categorías del estado de las reservas también se definen bajo la lenguaje "Petroleum Reserves Definitions" en este informe. Las reservas no produciendo desarrolladas incluidas en este reporte abarcan la categoría de detrás de la investidura (behind pipe).

#### **Cálculos Económicos**

Los ejercicios económicos de RSC en los campos mencionados se basan en la información proporcionada para la producción básica oficial de Ecopetrol. Los costos de las operaciones de los campos en evaluación fueron suministrados por Ecopetrol. Estos costos de operación y de perforación se tomaron como finales en la evaluación. Ryder Scott no efectuó una visita física ni una auditoria para verificar el origen de estos costos.

Las reservas incluidas en este informe son estimaciones solamente y no se deben interpretar como siendo cantidades exactas. Pueden o no pueden ser realmente recuperadas, y si fuesen recuperadas, los ingresos correspondientes y los costos reales relacionados a esta producción podrían ser más o menos de las cantidades estimadas en este ejercicio. Por otra parte, las estimaciones de reservas pueden aumentar o disminuir como resultado de las operaciones futuras.

#### **Precios de Hidrocarburos**

Se efectuaron dos corridas económicas con precios fijos WTI a 31 de Diciembre del 2006 con sus respectivos descuentos de área. Estos precios reflejan el ajuste para la gravedad específica, la calidad, las condiciones locales, y/o los costos de transporte. Este precio se mantuvo constante por el período de la evaluación.

#### **Costos**

Los costos de explotación en este reporte se basan en los informes de los costos de explotación de Ecopetrol e incluyen solamente esos costos directamente aplicables al campo. Las declaraciones de los costos de explotación de Ecopetrol no incluyeron una porción de costos generales y administrativos. No se hizo ninguna deducción para reembolsos de préstamos o costos de interés.

Los costos de desarrollo fueron proporcionados por Ecopetrol y se basan en las autorizaciones para el costo del trabajo propuesto o los costos reales en proyectos similares.

Los costos actuales fueron mantenidos constantes durante la evaluación.

**General**

Las tablas del Anexo 1 presentan nuestros resúmenes PRELIMINARES de reservas estimadas con sus respectivos gastos, inversiones, descuentos y rentas para la vida económica de cada una de los campos que comienzan en Diciembre 31 de 2006.

Las estimaciones PRELIMINARES de las reservas presentadas en este reporte se basan en un estudio detallado de los campos Castilla, Suria, Libertad, Apiay, Rubiales, Chichimene y Cravo norte donde Ecopetrol posee un interés; sin embargo, no hemos hecho ningún examen en el terreno de dicho campo. No se dio ninguna consideración en este informe a las responsabilidades ambientales que pueden existir ni cualquier costo potencial que pueda existir para restaurar y limpiar daños, si los hay, causados por operaciones pasadas o actuales. Ecopetrol nos ha informado que nos ha proporcionado todos los datos de cuentas, expedientes geológicos y de ingeniería, y los informes y otros datos requeridos para esta investigación. Los intereses propietarios de la propiedad, los precios, y otros datos efectivos proporcionados por Ecopetrol fueron aceptados sin verificación independiente. Las estimaciones presentadas en este informe se basan en los datos disponibles a Diciembre de 2006. Ecopetrol nos ha asegurado de su intento y capacidad de proceder con las actividades de desarrollo incluidas en este informe, y que no están enterados de obstáculos legales, reguladores o políticos que alterarían perceptiblemente sus planes. Ni nosotros ni cualesquiera de nuestros empleados tenemos cualquier interés en las propiedades sujetas en este estudio y ni el empleo para hacer este estudio ni la remuneración correspondiente es contingente a nuestras estimaciones de reservas y de las rentas futuras para las propiedades estudiadas.

Este informe fue preparado para el uso exclusivo y la ventaja única de Ecopetrol y no se puede poner a otro uso sin nuestro consentimiento por escrito para tal uso. Los datos, los papeles del trabajo, y los mapas usados en la preparación de este informe están disponibles para la reexaminación por los partidos autorizados en nuestras oficinas. Por favor contactarnos si podemos aclarar algún punto o prestar servicios adicionales.

Muy sinceramente,

**RYDER SCOTT COMPANY, L.P.**

**ORIGINAL FIRMADO**  
MARIO BALLESTEROS  
Ingeniero de Petróleos

**ORIGINAL FIRMADO**  
JOHN E. HODGIN, P.G., P.E.  
Presidente

**ANEXO 1**

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
Campo Castilla  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas		No		
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas	Desarrolladas	Total Probadas
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Aceite/Condensado - Barriles	78,921,250	0	21,036,090	138,785,203	238,722,543
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	0	0	0	0	0
<b>Ingresos</b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$2,845,899,750	\$0	\$758,581,500	\$5,003,874,500	\$8,608,335,750
Deducciones	<u>\$19,889,125</u>	<u>0</u>	<u>165,822,938</u>	<u>1,285,973,000</u>	<u>2,051,785,063</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$2,226,010,625	\$0	\$592,638,562	\$3,737,901,500	\$6,556,550,667
FNI Descontado @ 10%	\$1,692,110,125	\$0	\$354,569,500	\$1,934,529,125	\$3,881,208,750
	<b>Total Probable No Desarrollado</b>	<b>Total Posible No Desarrollado</b>			
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Aceite/Condensado - Barriles	126,359,070	46,255,152			
Ventas Gas – Millones de Pies Cúbicos	0	0			
<b>Ingresos</b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$4,556,507,500	\$1,967,960,875			
Deducciones	<u>\$85,349,825</u>	<u>399,799,499</u>			
Ingresos Netos Futuros(FNI)	\$3,671,157,675	\$1,278,191,406			
FNI Descontado @ 10%	\$1,850,654,625	\$521,238,125			

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Aplay Este**  
A Diciembre 31, 2006

	Desarrolladas		Probadas		Total
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas	No	
				Desarrolladas	
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	423,809	0	115,860	300,935	840,604
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	30,502	0	0	0	30,502
<b><u>Ingresos</u></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$23,025,518	\$0	\$6,294,675	\$16,349,803	\$45,669,996
Deducciones	<u>8,348,521</u>	<u>0</u>	<u>1,500,010</u>	<u>7,870,798</u>	<u>17,719,329</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$14,676,997	\$0	\$4,794,665	\$8,479,005	\$27,950,667
FNI Descontado @ 10%	\$10,487,745	\$0	\$3,612,722	\$5,334,991	\$19,435,458

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
Campo Castilla  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas		Entubadas	No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo			
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	78,921,250	0	21,036,090	138,765,203	238,722,543
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	0	0	0	0	0
<b><u>Ingresos</u></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$2,845,899,750	\$0	\$758,561,500	\$5,003,874,500	\$8,608,335,750
Deducciones	<u>619,889,125</u>	<u>0</u>	<u>165,922,938</u>	<u>1,285,973,000</u>	<u>2,051,785,063</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$2,226,010,625	\$0	\$592,638,562	\$3,737,901,500	\$6,556,550,687
FNI Descontado @ 10%	\$1,592,110,125	\$0	\$354,589,500	\$1,934,528,125	\$3,881,208,750
	<b>Total Probable No Desarrollado</b>	<b>Total Posible No Desarrollado</b>			
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	126,359,070	46,255,152			
Ventas Gas – Millones de Pies Cúbicos	0	0			
<b><u>Ingresos</u></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$4,566,507,500	\$1,667,960,875			
Deducciones	<u>885,349,025</u>	<u>389,769,469</u>			
Ingresos Netos Futuros(FNI)	\$3,671,157,875	\$1,278,191,406			
FNI Descontado @ 10%	\$1,850,654,625	\$521,238,125			

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
Campo Apiay  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas		Entubadas	No	Total
	Produciendo	No-Produciendo		Desarrolladas	Probadas
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	5,316,257	727,328	1,665,713	1,889,412	9,598,710
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	7,347,244	0	0	0	7,347,244
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$288,832,250	\$39,515,730	\$90,498,180	\$102,651,734	\$521,497,894
Deducciones	<u>80,057,121</u>	<u>4,707,688</u>	<u>27,805,381</u>	<u>47,434,688</u>	<u>140,004,878</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$228,775,129	\$34,808,042	\$62,692,799	\$55,217,046	\$381,493,016
FNI Descontado @ 10%	\$186,795,953	\$30,104,043	\$34,978,004	\$31,836,744	\$283,714,744
	<b>Total Probable</b>	<b>Total Posible</b>			
	<b>No Desarrollado</b>	<b>No Desarrollado</b>			
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	3,170,501	3,075,970			
Ventas Gas – Millones de Pies Cúbicos	0	0			
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$172,253,328	\$167,117,484			
Deducciones	<u>48,774,191</u>	<u>62,555,359</u>			
Ingresos Netos Futuros(FNI)	\$123,479,137	\$104,562,125			
FNI Descontado @ 10%	\$57,089,518	\$49,604,283			

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
Campo Aplay Este  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No	Total
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas	Desarrolladas	Probadas
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Acetate/Condensado - Barriles	423,809	0	115,860	300,935	840,604
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	30,502	0	0	0	30,502
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$23,025,518	\$0	\$6,294,675	\$16,349,803	\$45,669,996
Deducciones	<u>8,348,521</u>	0	<u>1,500,010</u>	<u>7,870,798</u>	<u>17,719,329</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$14,676,997	\$0	\$4,794,665	\$8,479,005	\$27,950,667
FNI Descontado @ 10%	\$10,487,745	\$0	\$3,612,722	\$5,334,991	\$19,435,458

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
Campo Gavan  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				Total Probadas
	Desarrolladas		Entubadas	No Desarrolladas	
	Produciendo	No-Produciendo			
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Acelite/Condensado - Barriles	860,724	0	292,002	0	1,252,726
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	605,430	0	0	0	605,430
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$52,196,137	\$0	\$15,864,468	\$0	\$68,060,605
Deducciones	<u>17,775,840</u>	0	<u>3,592,086</u>	0	<u>21,367,936</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$34,420,297	\$0	\$12,272,372	\$0	\$46,692,669
FNI Descontado @ 10%	\$27,442,414	\$0	\$9,021,885	\$0	\$36,464,279
	<b>Total Probable No Desarrollado</b>	<b>Total Posible No Desarrollado</b>			
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Acelite/Condensado - Barriles	0	347,874			
Ventas Gas – Millones de Pies Cúbicos	0	0			
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$0	\$18,900,002			
Deducciones	0	<u>17,867,676</u>			
Ingresos Netos Futuros(FNI)	\$0	\$932,326			
FNI Descontado @ 10%	\$0	(\$911,920)			



**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
Campo Guatiquia  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas		Entubadas	No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo			
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Acetite/Condensado - Barriles	910,177	0	670,572	619,020	2,399,769
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	514,997	0	0	0	514,997
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$49,449,922	\$0	\$36,432,195	\$44,497,352	\$130,379,469
Deducciones	<u>15,977,138</u>	0	<u>9,247,892</u>	<u>10,894,586</u>	<u>36,219,416</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$33,472,784	\$0	\$27,184,503	\$33,502,766	\$94,160,053
FNI Descontado @ 10%	\$29,449,029	\$0	\$15,893,109	\$26,899,223	\$72,241,361
	<b>Total Probable No Desarrollado</b>	<b>Total Posible No Desarrollado</b>			
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Acetite/Condensado - Barriles	597,168	0			
Ventas Gas – Millones de Pies Cúbicos	0	0			
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$32,444,129	\$0			
Deducciones	<u>14,021,904</u>	0			
Ingresos Netos Futuros(FNI)	\$18,422,225	\$0			
FNI Descontado @ 10%	\$9,829,257	\$0			

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
**Campo Caño limon**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Acetle/Condensado - Barriles	11,074,401	0	0	0	11,074,401
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0
<b>Ingresos</b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$572,214,188	\$0	\$0	\$0	\$572,214,188
Deducciones	<u>167,441,488</u>	0	0	0	<u>167,441,488</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$404,772,719	\$0	\$0	\$0	\$404,772,719
FNI Descontado @ 10%	\$258,622,344	\$0	\$0	\$0	\$258,622,344

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
Campo Caño verde  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas		No		Total
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas	Desarrolladas	Probadas
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Acelta/Condensado - Barriles	2,411,515	0	0	0	2,411,515
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0
<b>Ingresos</b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$124,603,008	\$0	\$0	\$0	\$124,603,008
Deducciones	<u>41,482,426</u>	0	0	0	<u>41,482,426</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$83,120,582	\$0	\$0	\$0	\$83,120,582
FNI Descontado @ 10%	\$58,021,773	\$0	\$0	\$0	\$58,021,773

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
Campo Caño Yarumal  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No	Total
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas	Desarrolladas	Probadas
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Acetate/Condensado - Barriles	13,507,375	0	0	390,334	13,897,709
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$697,926,062	\$0	\$0	\$20,168,559	\$718,094,621
Deducciones	<u>220,589,250</u>	0	0	<u>11,541,420</u>	<u>232,130,670</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$477,336,812	\$0	\$0	\$8,627,139	\$485,963,951
FNI Descontado @ 10%	\$335,077,438	\$0	\$0	\$6,428,948	\$341,506,384

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
Campo Jiba  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				Total Probadas
	Desarrolladas		Entubadas	No Desarrolladas	
	Produciendo	No-Produciendo			
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Aceite/Condensado - Barriles	243,388	0	0	0	243,388
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0
<b>Ingresos</b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$12,575,869	\$0	\$0	\$0	\$12,575,869
Deducciones	<u>4,008,087</u>	0	0	0	<u>4,008,087</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$8,567,782	\$0	\$0	\$0	\$8,567,782
FNI Descontado @ 10%	\$7,568,523	\$0	\$0	\$0	\$7,568,523

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
Campo La Yuca  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				Total Probadas
	Desarrolladas		Entubadas	No Desarrolladas	
	Produciendo	No-Produciendo			
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Acetle/Condensado - Barriles	40,426,664	0	0	2,681,125	43,107,789
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$2,088,845,875	\$0	\$0	\$138,533,734	\$2,227,379,609
Deducciones	<u>653,234,438</u>	0	0	<u>60,457,070</u>	<u>713,691,508</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$1,435,611,437	\$0	\$0	\$78,076,664	\$1,513,688,101
FNI Descontado @ 10%	\$961,796,250	\$0	\$0	\$61,235,762	\$1,023,032,012

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
**Campo Matanegra**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo	Entubedadas		
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Aceite/Condensado - Barriles	8,974,742	0	0	745,518	9,720,260
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0
<b>Ingresos</b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$463,725,000	\$0	\$0	\$38,520,906	\$502,245,906
Deducciones	<u>149,755,844</u>	0	0	<u>19,149,980</u>	<u>168,805,824</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$313,969,156	\$0	\$0	\$19,370,926	\$333,340,082
FNI Descontado @ 10%	\$222,851,953	\$0	\$0	\$15,389,476	\$238,221,429

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
**Campo Redondo**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Produciendo	Desarrolladas		No Desarrolladas	Total Probadas
		No-Produciendo	Entubadas		
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	954,739	0	0	246,135	1,200,874
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$49,331,363	\$0	\$0	\$12,717,814	\$62,049,177
Deducciones	<u>18,107,574</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>4,544,665</u>	<u>22,652,239</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$31,223,789	\$0	\$0	\$8,173,149	\$39,396,938
FNI Descontado @ 10%	\$23,804,939	\$0	\$0	\$5,699,666	\$29,504,605



**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
**Campo Redondo Este**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				Total Probadas
	Desarrolladas		Entubadas	No Desarrolladas	
	Produciendo	No-Produciendo			
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Acelte/Condensado - Barriles	59,530	0	0	0	59,530
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$3,075,909	\$0	\$0	\$0	\$3,075,909
Deducciones	<u>1,333,540</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>1,333,540</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$1,742,369	\$0	\$0	\$0	\$1,742,369
FNI Descontado @ 10%	\$1,447,199	\$0	\$0	\$0	\$1,447,199

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
Campo Tonina  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	88,807	0	0	0	88,807
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$4,588,678	\$0	\$0	\$0	\$4,588,678
Deducciones	<u>2,075,793</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>2,075,793</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$2,512,885	\$0	\$0	\$0	\$2,512,885
FNI Descontado @ 10%	\$1,709,178	\$0	\$0	\$0	\$1,709,178

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
**Campo Cravo Norte Consolidado**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No	Total
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas	Desarrolladas	Probadas
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Aceite/Condensado - Barriles	77,741,180	0	0	4,063,112	81,804,292
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0
<b>Ingresos</b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$4,016,885,750	\$0	\$0	\$209,941,047	\$4,226,826,797
Deducciones	<u>1,752,548,625</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>108,095,391</u>	<u>1,860,644,016</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$2,264,337,125	\$0	\$0	\$101,845,656	\$2,366,182,781
FNI Descontado @ 10%	\$1,638,488,625	\$0	\$0	\$79,077,789	\$1,717,566,414

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
Campo Chichimene  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas		No		Total
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas	Desarrolladas	
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	8,247,403	0	2,157,000	2,211,302	12,615,705
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	-	0	0	0	0
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$405,233,375	\$0	\$94,158,508	\$99,065,133	\$598,457,016
Deducciones	<u>105,203,648</u>	<u>0</u>	<u>26,329,312</u>	<u>35,680,309</u>	<u>167,213,289</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$300,029,727	\$0	\$67,829,196	\$63,384,824	\$431,243,747
FNI Descontado @ 10%	\$235,212,688	\$0	\$43,883,312	\$41,961,426	\$321,087,426
	<b>Total Probable</b>	<b>Total Posible</b>			
	<u>No Desarrollado</u>	<u>No Desarrollado</u>			
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	10,144,000	46,182,000			
Ventas Gas – Millones de Pies Cúbicos	0	0			
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$442,979,594	\$2,004,969,500			
Deducciones	<u>141,869,891</u>	<u>535,672,592</u>			
Ingresos Netos Futuros(FNI)	\$301,109,703	\$1,469,296,938			
FNI Descontado @ 10%	\$175,661,094	\$421,242,250			

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
Campo Austral  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				Total Probadas
	Desarrolladas		Entubadas	No Desarrolladas	
	Produciendo	No-Produciendo			
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Acelte/Condensado - Barriles	592,453	0	0	0	592,453
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	153,973	0	0	0	153,973
<b><u>Ingresos</u></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$36,080,359	\$0	\$0	\$0	\$36,080,359
Deducciones	<b>10,669,674</b>	0	0	0	<b>10,669,674</b>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$25,410,685	\$0	\$0	\$0	\$25,410,685
FNI Descontado @ 10%	\$19,356,082	\$0	\$0	\$0	\$19,356,082

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Libertad**  
A Diciembre 31, 2006

	<b>Probadas</b>				
	<b>Desarrolladas</b>		<b>No</b>		<b>Total</b>
	<b>Produciendo</b>	<b>No-Produciendo</b>	<b>Entubadas</b>	<b>Desarrolladas</b>	
<b><u>Reservas Netas Restantes</u></b>					
Acetle/Condensado - Barriles	32,927	0	0	0	32,927
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	46,097	0	0	0	46,097
<b><u>Ingresos</u></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$2,005,232	\$0	\$0	\$0	\$2,005,232
Deducciones	<u>565,409</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>565,409</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$1,439,823	\$0	\$0	\$0	\$1,439,823
FNI Descontado @ 10%	\$1,331,806	\$0	\$0	\$0	\$1,331,806

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Libertad Norte**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas		No		Total
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas	Desarrolladas	
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Acete/Condensado - Barriles	483,861	0	0	0	463,861
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	823,177	0	0	0	823,177
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$28,249,105	\$0	\$0	\$0	\$28,249,105
Deducciones	<u>9,828,158</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>9,828,158</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$18,420,947	\$0	\$0	\$0	\$18,420,947
FNI Descontado @ 10%	\$14,166,818	\$0	\$0	\$0	\$14,166,818

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Ocoa**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				Total Probadas
	Desarrolladas		Entubadas	No Desarrolladas	
	Produciendo	No-Produciendo			
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	0		52,063	0	52,063
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	0	0	28,895	0	28,895
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$0		\$1,561,902	\$0	\$1,561,902
Deducciones	0		<u>1,228,339</u>	0	<u>1,228,339</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$0	\$0	\$333,563	\$0	\$333,563
FNI Descontado @ 10%	\$0		\$260,840	\$0	\$260,840



**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Pompeya**  
A Diciembre 31, 2006

	<b>Probadas</b>				
	<b>Desarrolladas</b>		<b>Entubadas</b>	<b>No Desarrolladas</b>	<b>Total Probadas</b>
	<b>Produciendo</b>	<b>No-Produciendo</b>			
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	86,766	0	0	0	86,766
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	147,377	0	0	0	147,377
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$5,284,077	\$0	\$0	\$0	\$5,284,077
Deducciones	2,154,839	0	0	0	2,154,839
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$3,129,138	\$0	\$0	\$0	\$3,129,138
FNI Descontado @ 10%	\$2,555,697	\$0	\$0	\$0	\$2,555,697

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Suria**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Produciendo	Desarrolladas		No Desarrolladas	Total Probadas
		No-Produciendo	Entubadas		
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Acetle/Condensado - Barriles	1,569,674	117,488	258,084	319,314	2,264,560
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	1,127,042	65,206	143,237	177,219	1,512,704
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$95,593,133	\$7,155,019	\$15,717,316	\$19,446,207	\$137,911,675
Deducciones	<del>25,500,713</del>	<del>1,591,464</del>	<del>5,410,280</del>	<del>13,887,172</del>	<del>46,489,629</del>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$70,092,420	\$5,563,555	\$10,307,036	\$5,459,035	\$91,422,046
FNI Descontado @ 10%	\$62,566,547	\$4,866,541	\$8,915,544	\$3,472,102	\$79,820,734
	<b>Total Probable</b>	<b>Total Posible</b>			
	<u>No Desarrollado</u>	<u>No Desarrollado</u>			
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Acetle/Condensado - Barriles	314,741	0			
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	62,948	0			
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$19,167,736	\$0			
Deducciones	<del>6,789,469</del>	0			
Ingresos Netos Futuros(FNI)	\$12,378,267	\$0			
FNI Descontado @ 10%	\$6,933,836	\$0			

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
Campo Suria Sur  
A Diciembre 31, 2006

	Probas				
	Produciendo	Desarrolladas		No Desarrolladas	Total Probas
		No-Produciendo	Entubadas		
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Acetle/Condensado - Barriles	3,327,162	69,372	50,946	162,000	3,609,480
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	1,807,277	38,501	28,275	89,910	1,963,963
<b>Ingresos</b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$202,624,156	\$4,224,754	\$3,102,611	\$9,865,801	\$219,817,322
Deducciones	<u>38,647,566</u>	<u>799,753</u>	<u>955,391</u>	<u>6,708,081</u>	<u>47,110,791</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$163,976,590	\$3,425,001	\$2,147,220	\$3,157,720	\$172,706,531
FNI Descontado @ 10%	\$132,026,969	\$2,979,400	\$1,864,091	\$2,072,432	\$138,942,892
	<b>Total Probable</b>	<b>Total Posible</b>			
	No Desarrollado	No Desarrollado			
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Acetle/Condensado - Barriles	433,750	0			
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	86,750	0			
<b>Ingresos</b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$26,415,377	\$0			
Deducciones	<u>4,174,750</u>	<u>0</u>			
Ingresos Netos Futuros(FNI)	\$22,240,627	\$0			
FNI Descontado @ 10%	\$15,317,514	\$0			

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas al 100% Intereses  
**Campo Tanane**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Desarrolladas			No Desarrolladas	Total Probadas
	Produciendo	No-Produciendo	Entubadas		
<b><i>Reservas Netas Restantes</i></b>					
Aceite/Condensado - Barriles	19,474	0	0	0	19,474
Ventas Gas – Miles de Pies Cúbicos	18,566	0	0	0	18,566
<b><i>Ingresos</i></b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$1,185,964	\$0	\$0	\$0	\$1,185,964
Deducciones	<u>496,873</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>496,873</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$689,091	\$0	\$0	\$0	\$689,091
FNI Descontado @ 10%	\$650,676	\$0	\$0	\$0	\$650,676

**RESULTADOS PRELIMINARES  
PARAMETROS CONSTANTES**  
Estimación de Reservas y Rentas Netas  
Asociadas Ciertos Intereses  
**Campo Rubiales**  
A Diciembre 31, 2006

	Probadas				
	Produciendo	Desarrolladas		No Desarrolladas	Total Probadas
		No-Produciendo	Entubadas		
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Acelte/Condensado - Barriles	7,098,422	0	0	39,430,836	46,529,258
Ventas Gas – Millones de Pies Cúbicos	0	0	0	0	0
<b>Ingresos</b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$231,195,578	\$0	\$0	\$1,284,262,250	\$1,515,457,828
Deducciones	<u>146,072,828</u>	<u>2,467,530</u>	<u>0</u>	<u>889,968,125</u>	<u>1,038,509,483</u>
Ingresos Netos Futuros (FNI)	\$85,122,750	(\$2,467,530)	\$0	\$394,293,125	\$476,946,345
FNI Descontado @ 10%	\$64,066,402	(\$2,281,097)	\$0	\$198,574,406	\$260,379,711
	<b>Total Probable</b>	<b>Total Posible</b>			
	<b>No Desarrollado</b>	<b>No Desarrollado</b>			
<b>Reservas Netas Restantes</b>					
Acelte/Condensado - Barriles	102,206,688	30,502,279			
Ventas Gas – Millones de Pies Cúbicos	0	0			
<b>Ingresos</b>					
Ingresos Brutos Futuros	\$4,069,070,500	\$1,158,171,500			
Deducciones	<u>2,376,038,000</u>	<u>643,215,250</u>			
Ingresos Netos Futuros(FNI)	\$1,713,032,500	\$514,956,250			
FNI Descontado @ 10%	\$585,794,000	\$106,682,320			



VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA



Líneas de atención:  
01 8000 914329 (Línea gratuita nacional)  
444 66 77 (Bogotá)  
socios@ecopetrol.com.co  
Mayor información: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)