

SECCIÓN A
SECTOR HIDROCARBUROS



1 POLÍTICA SECTORIAL

Los resultados obtenidos durante el año 2008 y lo recorrido del año 2009 continúan confirmando el éxito de las estrategias adoptadas en materia de política petrolera. Las actividades del Ministerio de Minas y Energía durante el periodo estuvieron enmarcadas dentro de las políticas establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo, las cuales tiene como fin el aseguramiento del abastecimiento en materia de hidrocarburos y el cumplimiento de los siguientes objetivos:

- Impulso a la exploración y explotación de hidrocarburos:
 - El aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos. Se continúa fortaleciendo el alcance del Decreto Ley 1760 de 2003. Para ello, se avanza en el desarrollo de la reestructuración sectorial, en la cual se espera que a partir del año 2010, las labores de fiscalización y control de las actividades de exploración y explotación queden en cabeza de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y las labores de formulación de política, regulación y el desarrollo de reglamentos técnicos, a cargo del Ministerio de Minas y Energía.
 - La intensificación de las labores de promoción y asignación de áreas para la exploración y producción de hidrocarburos por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH; para ello se continúa con el seguimiento constante y la viabilización de las operaciones que desarrolla la industria petrolera en el país, a través de la estrategia de seguridad democrática y mecanismos tal como el acuerdo Gobierno - Industria, con el fin de cumplir con las metas establecidas en lo que hace relación a adquisición sísmica y perforación de pozos exploratorios.

En el mismo sentido, el Ministerio de Minas y Energía emitió la Resolución 180063 del 19 de enero de 2009, adoptando unas medidas en materia de liquidación de regalías de gas, con el fin de promover el desarrollo de proyectos de explotación integrada de campos de gas.

- Formación de precios energéticos:
 - Desmote de subsidios a los combustibles líquidos. Durante el periodo de Gobierno, se ha venido avanzando en el proceso de desmote de los subsidios implícitos a los combustibles líquidos (gasolina corriente y diesel), con el propósito de incentivar la competencia y la inversión en la industria de la refinación e importación de estos combustibles asegurando el abastecimiento de estos en el corto y mediano plazo.

Este proceso se ha convertido en un gran reto, teniendo en cuenta los precios record del petróleo y sus derivados, de tal forma que los subsidios a los combustibles alcanzaron durante el año 2008 los \$4,9 billones de pesos, dinero que ha comprometido de una manera importante el presupuesto nacional con el fin de no impactar a la población y a la economía con aumentos bruscos que no permitan su asimilación inmediata. Ahora bien, la caída de los precios en el último trimestre del año 2008 y no obstante el repunte que se ha dado durante el presente año, ha permitido que se eliminen en forma definitiva los subsidios.

Ante el escenario de bajos precios internacionales del barril de petróleo, el Estado colombiano puso en operación el Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles, creado a través del Plan Nacional de Desarrollo y que permitirá que en coyunturas como la actual, ahorrar recursos que permitan hacia el futuro tener una mayor estabilidad en los precios de los combustibles, tal como ha venido ocurriendo durante los primeros cuatro meses del año y no estar sometidos al vaivén permanente y volatilidad de estos insumos tan importantes para la economía nacional.

- Competencia en el mercado de biocombustibles. El Gobierno Nacional promueve la competencia entre los diferentes biocombustibles, con criterios de sostenibilidad financiera, ambiental, y abastecimiento energético. Para estos efectos, el Ministerio de Minas y Energía expidió el documento CONPES 3510, como una política orientada a promover la producción sostenible de biocombustibles en Colombia, aprovechando las oportunidades de desarrollo económico y social que ofrecen los mercados emergentes de los biocombustibles. De esta manera, se busca expandir los cultivos de biomasa conocidas en el país y diversificar la canasta energética, dentro de un marco de producción eficiente y sostenible económica, social y ambientalmente para competir en el mercado nacional e internacional.

Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía ha venido adoptando las medidas necesarias para establecer en todo el país la mezcla de biocombustibles con combustibles de origen fósil, de manera que la gasolina contenga un 10% de alcohol carburante y el diesel un 5% de biodiesel. En el futuro se evaluará incrementar los porcentajes de mezcla, de acuerdo con la factibilidad técnico-económica.

- Regulación del sector de hidrocarburos:

- Distribución de combustibles líquidos. El nuevo marco regulatorio de la cadena de distribución de combustibles expedido hacia finales del año 2005 permite hoy tener más de 3.700 estaciones de servicio certificadas, 450 más deben estarlo antes de finalizar el presente año y 14 distribuidores mayoristas con varias plantas alrededor del territorio nacional. Los procesos de certificación y registro de los agentes de la cadena de distribución de combustibles han permitido el desarrollo de inversiones que superan los \$70 mil millones de pesos en seguridad, protección del medio ambiente y mejor prestación del servicio para los consumidores finales.

Así mismo, se encuentra en desarrollo y puesta en operación el sistema de información que integra las actividades de todos los agentes que conforman la cadena de distribución de combustibles, SICOM, el cual fue creado a través del artículo 61 de la Ley 1151 de 2007 (Plan Nacional de Desarrollo) y reglamentado a través de la Resolución 182113 del 21 de diciembre de 2007.

Adicionalmente, el Gobierno Nacional ha venido dando continuidad a la estrategia de control contra el hurto de combustibles líquidos, de tal forma que éste se reduzca a los valores mínimos establecidos.

Finalmente, se siguen buscando opciones para el régimen especial para los combustibles líquidos en zonas de frontera, de tal forma que se minimice el comercio ilícito entre fronteras y se genere desarrollo económico y social en esas zonas. Se ha venido avanzando en las negociaciones con países vecinos para intercambios comerciales en materia de combustibles y el desarrollo de acciones conjuntas en materia de control y programas sociales.

En lo que a la frontera colombo - venezolana se refiere, se ha logrado el abastecimiento de combustibles importados a precios competitivos y bajo esquemas sostenibles en el tiempo para los departamentos de la Guajira y Norte de Santander. De igual forma, se progresa en las negociaciones para llegar a los departamentos de Arauca, Vichada y Guainía.

2 AVANCES EN LAS METAS GENERALES DEL PLAN NACIONAL DE DESARROLLO

2.1 CONTRATOS

Durante el año 2008 y lo transcurrido del año 2009 se han suscrito por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos 107 nuevos contratos; 90 de ellos corresponden a contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos (E&P) y 17 de Evaluación Técnica (TEA). A mayo 31 del año 2009 se han firmado 48 nuevos contratos; 47 de Exploración y Producción de Hidrocarburos (E&P) y 01 de Evaluación Técnica (TEA).

En cuanto a los compromisos exploratorios se destaca que durante el año 2008 la actividad desarrollada alcanzó una inversión cercana a los US\$400 millones, y para el año 2009 se estima una inversión anual cercana a los US\$1.000 millones, representadas en adquisición e interpretación de sísmica, perforación de pozos exploratorios (A3), perforación de pozos estratigráficos, re-entry de pozos y estudios geológicos en los diferentes bloques contratados.

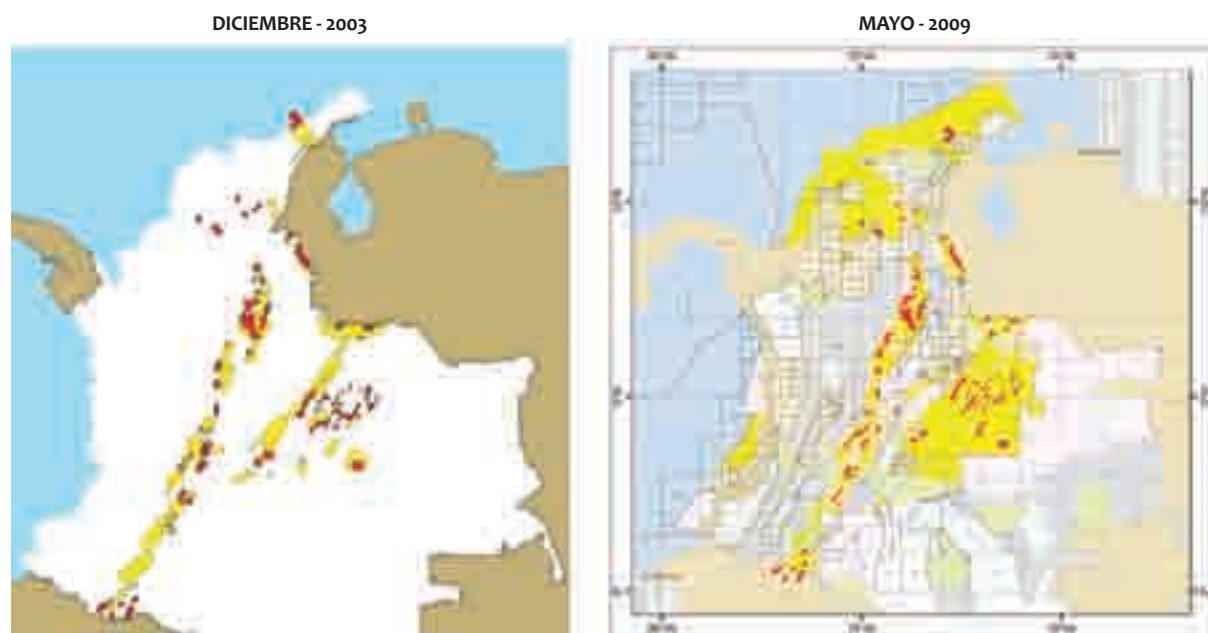
Durante el año 2008 el grado de cumplimiento de los compromisos contractuales alcanzo un 96,3%. Las desviaciones más frecuentes estuvieron relacionadas, en primer lugar, con comunidades y orden público, y en segundo lugar con los factores climáticos. Para el primer trimestre del 2009, los indicadores alcanzaron en promedio un 98% con un 2% de desviación relacionada con incumplimientos de perforación de pozos, adquisición de sísmica y trámites ambientales.

De otro lado, bajo esta perspectiva de actividad, los contratos suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, han permitido incrementar las actividades de exploración, producción y evaluación técnica en el área sedimentaria del país hasta alcanzar en el mes de mayo de 2008, 20.310.210 hectáreas, tal como se muestra en la Gráfica 1.

Desde su creación, la ANH ha suscrito 73 Contratos de Evaluación Técnica (TEA's). A la fecha, se encuentran vigentes 19 contratos, de los cuales ocho corresponden a Contratos TEA's Especiales asignados en el proceso de crudos pesados especiales. Es importante anotar que la ANH ha suscrito 59 contratos E&P a partir de 33 contratos TEA's, de los cuales ocho fueron suscritos durante el 2008.

De otra parte, en el año 2008 se inició el proceso de liquidación de los 28 contratos TEA's terminados entre los años 2005 y 2006, de los cuales 23 ya cuentan con acta de liquidación suscrita por las partes y 5 están en trámite de firma de los contratistas. De los 27 contratos finalizados en el 2007, 2008 y 2009, 12 ya cuentan con acta de liquidación suscrita por las partes y 15 están en proceso de liquidación.

GRÁFICA 1. EVOLUCIÓN ÁREA SEDIMENTARIA DEL PAÍS EN ACTIVIDAD EXPLORATORIA



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

GRÁFICA 2. ÁREAS DE CRUDOS PESADOS



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

En 2008, por concepto de propuestas recibidas de contratación directa en esa vigencia y que se firmaron en la misma anualidad, se adjudicaron cerca de 3.200.000 hectáreas. Dentro de los procesos especiales de solicitud de ofertas se recibieron propuestas de 20 compañías, que hacían parte de la lista corta, de las que 12 quedaron habilitadas para

participar como operadoras. Como resultado de las propuestas presentadas, la ANH recibió 17 para los ocho bloques, que se reflejaron en la adjudicación y autorización por parte del Consejo Directivo de la ANH para la suscripción de los respectivos contratos TEA especiales.

TABLA 1. BLOQUES ASIGNADOS PROYECTO CRUDOS PESADOS

PROYECTO DE DESARROLLO DE CRUDOS PESADOS - DCP				
BLOQUE	COMPAÑÍA	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN (X%)	INVERSIÓN TOTAL	
			PROGRAMA MÍNIMO EXPLORATORIO (USD\$)	INVERSIÓN ADICIONAL (USD\$)
CPE - 1	META PETROLEUM LTD.	1,0	9.500.000	21.600.000
CPE - 2	UNIÓN TEMPORAL SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA CAÑO SUR GMBH - SUCURSAL COLOMBIA y ECOPETROLS.A.	1,0	13.900.000	63.600.000
CPE - 3	EXXONMOBIL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA (VICHADA) LIMITED.	1,0	15.900.000	9.100.000
CPE - 4	UNIÓN TEMPORAL SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA CAÑO SUR GMBH - SUCURSAL COLOMBIA y ECOPETROLS.A.	1,0	14.540.000	79.400.000
CPE - 5	UNIÓN TEMPORAL BHP BILLITON PETROLEUM (COLOMBIA) CORPORATION y SK ENERGY CO., LTD	1,0	17.900.000	32.200.000
CPE - 6	UNIÓN TEMPORAL META PETROLEUM y TALISMAN (COLOMBIA) OIL & GAS LTD.	2,0	11.820.000	37.600.130
CPE - 7	UNIÓN TEMPORAL PLUSPETROL RESOURCES CORPORATION y KOREA NATIONAL OIL CORPORATION.	1,0	18.240.000	39.520.000
CPE - 8	UNIÓN TEMPORAL TALISMAN (COLOMBIA) OIL & GAS LTD y ECOPETROLS.A.	1,0	30.040.000	39.100.300

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Se adjudicaron 12.705.798 hectáreas que corresponden al 100% del área total ofrecida en esta solicitud de ofertas.

2.1.1 PROCESO COMPETITIVO - RONDA COLOMBIA 2008

En este proceso se estructuraron los términos de referencia para contratar 43 bloques de exploración y producción distribuidos en diferentes áreas. Durante su desarrollo se puso a disposición de las compañías interesadas en participar un paquete con información técnica de los bloques de las áreas denominadas Cesar - Ranchería & Guajira, Sinú - San Jacinto Norte, Cordillera Oriental y Llanos Orientales Área Occidental; adicionalmente, se llevaron a cabo varias sesiones aclaratorias.

Se recibieron propuestas de 41 empresas, de las que 35 quedaron habilitadas para participar como Compañías Operadoras. Como resultado de las ofertas entregadas, el 7 de noviembre de 2008, la ANH adjudicó, previa autorización del Consejo directivo, la suscripción de los respectivos contratos E&P.

GRÁFICA 3. ÁREAS BLOQUES RONDA COLOMBIA



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

TABLA 2. BLOQUES ASIGNADOS RONDA COLOMBIA

RONDA COLOMBIA 2008				
BLOQUE	COMPAÑÍA	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN (X%)	INVERSIÓN TOTAL	
			PROGRAMA MÍNIMO EXPLORATORIO (USD\$)	INVERSIÓN ADICIONAL (USD\$)
CPO-1	META PETROLEUM LTD.	6,0	19.000.000	200.000
CPO-2	UNIÓN TEMPORAL PLUSPETROL RESOURCES CORPORATION - KOREANATIONAL OIL CORPORATION.	25,0	25.000.000	1.300.000
CPO-3	UNIÓN TEMPORAL PLUSPETROL RESOURCES CORPORATION - KOREANATIONAL OIL CORPORATION.	25,0	25.000.000	1.300.000
CPO-4	SK ENERGY CO. LTD.	31,0	29.000.000	2.400.000
CPO-5	ONGC VIDESH LTD SUCURSAL COLOMBIANA.	23,0	31.000.000	1.100.000
CPO-6	UNIÓN TEMPORAL TECPECOL S.A. - INEPETROL S.A.	39,0	18.900.000	1.600.000
CPO-7	UNIÓN TEMPORAL TECPECOL S.A. - INEPETROL S.A.	47,0	19.400.000	1.600.000
CPO-8	ECOPETROL S.A.	24,0	50.800.000	600.000
CPO-9	TALISMAN COLOMBIA OIL & GAS LTD.	17,0	66.250.000	600.000
CPO-10	ECOPETROL S.A.	20,0	45.900.000	500.000
CPO-11	ECOPETROL S.A.	19,0	61.900.000	600.000
CPO-12	UNIÓN TEMPORAL META PETROLEUM LTD. - CEPOLSA - TALISMAN COLOMBIA OIL & GAS LTD.	28,0	42.250.000	1.400.000
CPO-13	UNIÓN TEMPORAL TECPECOL S.A. - INEPETROL S.A.	32,0	21.260.000	300.000
CPO-14	UNIÓN TEMPORAL META PETROLEUM LTD. - CEPOLSA.	2,0	42.250.000	200.000
CPO-17	HOCOL S.A.	12,0	30.200.000	306.000
SSJN-1	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC.	20,0	12.000.000	800.040
SSJN-3	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA LTD.	2,0	52.500.000	200.000
SSJN-4	ECOPETROL S.A.	14,0	53.500.000	400.000
SSJN-5	UNIÓN TEMPORAL SK ENERGY CO. LTD. - PETROPULI LTDA.	23,0	29.500.000	2.300.000
SSJN-7	UNIÓN TEMPORAL PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA LTD.- ONGCVIDESH LIMITED SUCURSAL COLOMBIANA -SSJN-7.	14,0	55.400.000	1.300.000
SSJN-9	HOCOL S.A.	18,0	64.350.000	306.000
CR-1	UNIÓN TEMPORAL PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA LTD.- PETROBRAS COLOMBIA LIMITED - CR1.	22,0	21.250.000	800.000

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Se adjudicaron 4.189.082 hectáreas que corresponden al 53% del área total ofrecida en este proceso de selección.

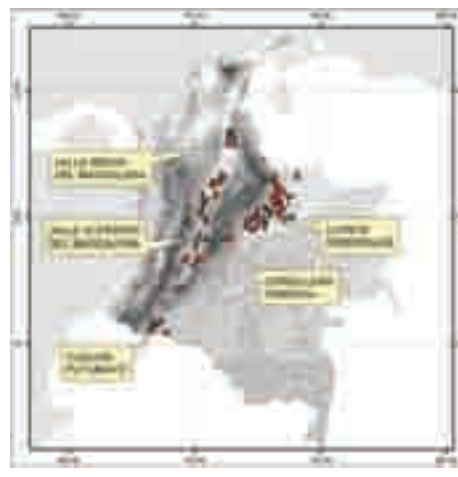
2.1.2 PROCESO COMPETITIVO - MINI RONDA 2008

En este proceso se estructuraron los términos de referencia para contratar 102 bloques de exploración y producción distribuidos en diferentes áreas. Se puso a disposición de las compañías interesadas en participar un paquete con información técnica de los bloques de las áreas denominadas Valle Medio del Magdalena - Catatumbo, Valle Superior del Magdalena, Llanos Orientales, Putumayo y Cordillera Oriental y se hicieron varias sesiones aclaratorias con el fin de resolver las dudas de las compañías participantes.

Se recibió documentación de 75 compañías y 45 quedaron habilitadas como Compañías Habilitadas Operadoras. Como resultado de las ofertas recibidas en el acto, que se llevó a cabo el 4 de diciembre de 2008, se adjudicaron 42 bloques, previa aprobación del Consejo Directivo para la suscripción de los respectivos contratos.

En total se adjudicaron 1.998.287 hectáreas que corresponden al 39% del área total ofrecida en este proceso de selección.

GRÁFICA 4. ÁREAS BLOQUES MINI RONDA



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

TABLA 3. BLOQUES ASIGNADOS MINI RONDA

MINI RONDA 2008				
BLOQUE	COMPAÑÍA	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN (X%)	INVERSIÓN TOTAL	
			PROGRAMA MÍNIMO EXPLORATORIO (USD\$)	INVERSIÓN ADICIONAL (USD\$)
LLA4	ECOPETROL S.A.	1,0	45.540.000 ó 31.140.000	8.100.000
LLA9	ECOPETROL S.A.	1,0	40.300.000 ó 27.800.000	3.600.000
LLA10	PETROLERA MONTERRICO S.A.	3,0	9.200.000	1.100.000
LLA14	ECOPETROL S.A.	1,0	40.800.000 ó 28.200.000	7.800.000
LLA16	UNIÓN TEMPORAL PETROANDINA RESOURCES INC-COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA.	1,0	8.700.000	30.200.000
LLA17	UNIÓN TEMPORAL KINETEX SUCURSAL COLOMBIA- RAMSHORN INTERNATIONAL LIMITED.	1,0	21.700.000	11.200.000
LLA18	GOLDEN OIL CORPORATION.	7,0	15.800.000	15.000.000
LLA19	GEOKINETICS INTERNATIONAL INC.	2,0	6.500.000	1.500.000
LLA20	UNIÓN TEMPORAL PETROANDINA RESOURCES INC-COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA.	1,0	8.595.000	16.900.000
LLA21	OMEGA ENERGY COLOMBIA.	3,0	13.900.000	5.900.000
LLA22	CEPCOLSA.	1,0	26.811.000 ó 18.311.000	5.215.000
LLA23	PETROLERA MONTERRICO S.A.	3,0	5.700.000	1.300.000
LLA24	BD PRODUCTION CO INC.	1,0	5.460.000	5.200.000
LLA25	PETROMINERALES COLOMBIA LTD. SUCURSAL COLOMBIA.	1,0	11.070.000	2.200.000
LLA26	CEPCOLSA.	1,0	25.331.000 ó 17.831.000	40.200.000
LLA27	NCT ENERGY GROUP C.A., COLOMBIA.	4,0	11.180.000	2.700.000
LLA29	UNIÓN TEMPORAL PETROANDINA RESOURCES INC-COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA.	1,0	8.025.000	21.000.000
LLA30	UNIÓN TEMPORAL PETROANDINA RESOURCES INC-COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA.	1,0	8.400.000	10.200.000
LLA31	PETROMINERALES COLOMBIA LTD. SUCURSAL COLOMBIA.	1,0	10.995.000	11.400.000
LLA32	UNIÓN TEMPORAL TC OIL & SERVICES S.A.- RAMSHORN INTERNATIONAL LIMITED.	1,0	24.100.000	12.300.000
LLA33	THORNELOE ENERGY SUCURSAL COLOMBIA.	3,0	17.190.000	12.775.000
LLA34	UNIÓN TEMPORAL WINCHESTER OIL AND GAS S.A - RAMSHORN INTERNATIONAL LIMITED.	1,0	24.900.000	12.500.000
LLA36	MONTECZ S.A.	3,0	11.900.000	1.000.000
VMM1	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC.	5,0	9.800.000	8.600.000
VMM2	PETROTESTING COLOMBIA S.A.	3,0	21.020.000	2.860.000
VMM4	GOLDEN OIL CORPORATION.	7,0	15.200.000	4.200.000
VMM6	ECOPETROL S.A.	1,0	38.724.000 ó 27.224.000	1.100.000
VMM9	PETROLEOS COLOMBIANOS LIMITED.	3,0	10.410.000	5.500.000
VMM12	INGENIERÍA, CONSTRUCCIONES Y EQUIPOS CONEQUIPOS ING. LTDA.	1,0	5.300.000	6.000.000
VMM13	PETROPULI LTDA.	2,0	5.250.000	15.100.000
VMM14	OPICA BLC S.A.	2,0	8.300.000	8.800.000
VMM15	GOLDEN OIL CORPORATION.	7,0	11.200.000	10.000.000
VMM17	MORICHAL PETROLEO Y GAS CA.	1,0	2.800.000	300.000
VMM18	CONSORCIO ENERGÍA COLOMBIA S.A CENERCOL S.A.	2,0	6.500.000	1.100.000
VSM10	HOCOL S.A.	6,0	24.780.000	15.000.000
VSM32	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA.	2,0	39.224.000	100.000
COR7	TECHNICAL INTEGRATED SERVICES INC.	3,0	4.400.000	2.100.000
COR12	PETROLERA MONTERRICO S.A.	3,0	4.500.000	500.000
COR14	OPERACIONES PETROLERAS ANDINAS S.A.	1,0	3.400.000	200.000
PUT1	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC.	5,0	20.700.000	4.600.000
PUT2	INEPETROL S.A.	1,0	13.975.000	700.000
PUT4	PETRÓLEOS DEL NORTE S.A.	1,0	21.090.000	1.600.000

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

2.2 EXPLORACIÓN

La exploración sigue siendo un tema prioritario, teniendo en cuenta los objetivos establecidos, en donde se resaltan importantes proyectos de inversión para la adquisición de sísmica y la realización de estudios geológicos, que permitirán identificar el verdadero potencial hidrocarburrífero del país.

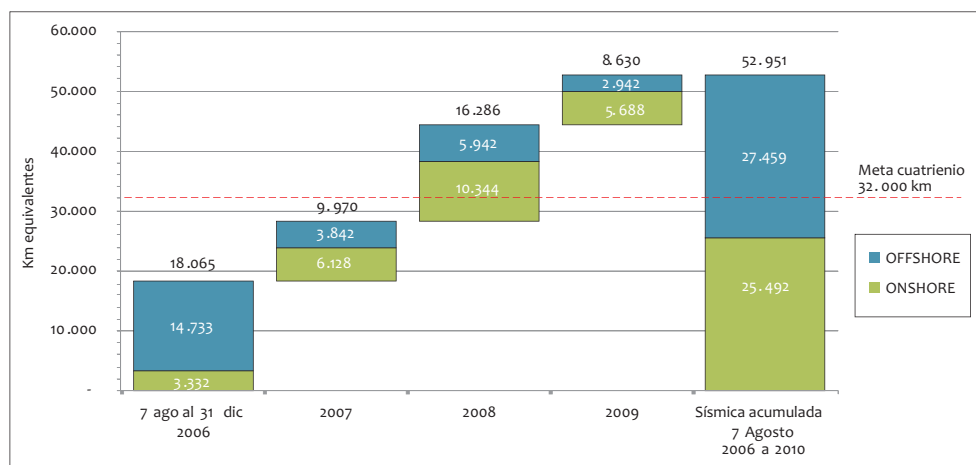
2.2.1 EXPLORACIÓN SÍSMICA

La ANH ha definido un ciclo exploratorio de aproximadamente cinco años respecto de los proyectos que se van a desarrollar, de acuerdo con cada fase del ciclo. En los tres primeros años de este ciclo, los proyectos técnicos reúnen información técnica de cada cuenca sedimentaria, la cual se analiza e interpreta a través de los proyectos de integración de información en el cuarto año del ciclo. Los modelos que resulten de las fases anteriores conducen a un mayor conocimiento de las cuencas, lo cual se traduce en un incremento del nivel de confianza de los potenciales inversionistas.

Durante el año 2009 se ejecutaron un total 16.286 kilómetros equivalentes de sísmica en dos dimensiones, 10.344 kilómetros onshore y 5.942 kilómetros offshore.

A su vez, a mayo 31 de 2009 se han corrido 8.630 kilómetros equivalentes de sísmica en dos dimensiones - 2D. En este sentido, se tiene un acumulado en el cuatrienio 2006 – 2010, 52.951 kilómetros equivalentes de sísmica 2D, superando en un 66% la meta establecida de 32.000 kilómetros equivalentes de sísmica en dos dimensiones - 2D.

GRÁFICA 5. ACTIVIDAD SÍSMICA CUATRIENIO



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

2.2.2 POZOS EXPLORATORIOS (A-3)

Durante el año 2008 se perforaron 98 pozos exploratorios, cuatro de operación directa de ECOPETROL S.A., 33 por parte de los asociados y 61 de los contratos de la ANH. Para el año 2009, de acuerdo con los compromisos contractuales establecidos se tienen proyectados la perforación de 94 pozos, de los cuales 68 son firmes y 26 son opcionales o por decisión de empresa.

A su vez, de los pozos perforados durante el año 2008, 35 pozos fueron declarados productores, 16 pozos se encuentran en pruebas y 47 resultaron secos. En lo corrido del año 2009 con corte 31 de mayo, han sido perforados 34 pozos, 15 productores, 6 se encuentran en prueba y trece resultaron secos.

2.2.3 GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN

La Litoteca Nacional de Colombia es el Centro de Información e Investigación en Ciencias de la Tierra que administra y preserva las colecciones de muestras de roca del país. Promueve su estudio sistemático orientado a la exploración

y aprovechamiento sostenible de los recursos mineros energéticos y la investigación de los procesos geológicos naturales.

La administración de la Litoteca se realizó hasta el 30 de noviembre de 2008 a través de un convenio celebrado entre la ANH y ECOPEPETROL S.A. por medio del cual se definían las actividades que correspondían a cada parte. De acuerdo con la Ley 1213 del 16 de julio de 2008, se determinó que la administración de la Litoteca Nacional sería llevada a cabo por la ANH. Con el fin de mantener la continuidad en los servicios que presta la Litoteca Nacional se suscribió el Convenio interadministrativo No. 04 de 2009 con la Universidad de Santander, cuyo objeto es la prestación del servicio de administración y operación de la Litoteca Nacional Bernardo Taborda Arango.

2.2.3.1 Nuevo Modelo del Banco de Información Petrolera, BIP

Con el fin de garantizar la prestación de los servicios relacionados con el BIP, la ANH realizó en el año 2007 dos procesos licitatorios. El primero, asignado a Schlumberger -Sureenco, el cual consiste en la contratación del servicio de gestión, organización, manejo, administración y operación de un centro de recepción y verificación física y técnica, carga y suministro de información de exploración y producción, administración e implementación de software y medios físicos en el BIP. El segundo está relacionado con la administración de la plataforma tecnológica de sistemas y comunicaciones que fue asignado a la Unión Temporal Synapsis - Colombia Telecomunicaciones, empresas con amplia experiencia en proveer este tipo de servicios.

Esta Unión Temporal - UT es la encargada de suministrar y operar, de manera ininterrumpida, en calidad de hosting y housing, el centro de cómputo principal en Bogotá, en hosting el data center alterno en Cali, proveer altos canales de comunicación entre las sedes ANH - Exploration and Production Information Service, EPIS – Litoteca – Cintoteca - Centro de Cómputo Principal - Centro de Cómputo Alterno, un sistema de alta disponibilidad de cluster para la información pública de la Web, así como la mejora en los niveles de seguridad física, lógica, tiempo de respuesta, operación, soporte y mantenimiento.

La distribución y concentración de las actividades del EPIS entre entidades especializadas en cada una de estas actividades ha generado una mejor dinámica en su operación. Las posibilidades propias de cada actividad se han aumentado y se han generado nuevas oportunidades de servicio como la conexión a la autoatención a través de VPN provista por la Unión Temporal, que permite el acceso a la información por parte de la industria desde diferentes partes del mundo, sin necesidad de un canal dedicado como operaba antes y lo cual limitaba este tipo de acceso a empresas establecidas en Colombia.

Asimismo, este modelo ha mejorado e implementado mayores controles a cada contratista del EPIS sobre las actividades que desarrolla, lo que ha repercutido en mejores niveles de seguridad, medición de actividades, definición de responsabilidades, contra chequeo de información entre los componentes del sistema, mayor calidad y oportunidad en la prestación de los servicios, entre otros. Este esquema ha significado para la ANH más labores administrativas, sobre todo en sus primeras etapas de definición de procedimientos y controles, para lo que ha sido necesario un apoyo mayor de las firmas interventoras; pero los beneficios obtenidos justifican los esfuerzos dedicados a la implantación e implementación.

Con el fin de continuar esta dinámica, desconcentrar la prestación de los servicios y aumentar la eficiencia mediante la simplificación de los procesos, la ANH contempló la necesidad de llevar a cabo la estructuración de una franquicia para los servicios del BIP, para lo cual se suscribió un contrato con la firma Valencia Hoyos & Asociados, la cual tiene por objeto la prestación de servicios para la estructuración de un formato de franquicia para el banco de información Petrolera, EPIS, de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Esta consultoría contempla en su etapa inicial, la realización de una conceptualización y diagnóstico de franquiciabilidad del concepto de negocio EPIS, evaluándolo desde el punto de vista operativo, mercadeo y financiero, así como la validación de los elementos claves de éxito para el desarrollo y operación del sistema de franquicias del banco de información petrolera, EPIS.

2.2.3.2 Desarrollo del Front - End del BIP

El desarrollo del nuevo modelo incluyó la opción de adquirir una nueva plataforma tecnológica de software, a través de un proceso de selección independiente de la operación básica y del manejo del centro de cómputo principal y alterno.

De acuerdo con los resultados del taller de transferencia de tecnología, realizado para evaluar el software con el que se maneja actualmente la información, se identificó la necesidad de realizar un proyecto para cambiar el front - end del EPIS, para divulgar y promover la información técnica de E&P contenida en el BIP. El esquema definido fue la integración de software de estructura abierta, previo a un análisis de requerimientos del modelo de negocios del BIP y la estrategia de promoción diseñada por la ANH.

En agosto de 2008, se suscribió el contrato con la compañía Kadme AS, que ofrece a la ANH los servicios de integración de software para el manejo de información de exploración y producción, entendido como un proceso donde se selecciona, adquiere e integra software de diferentes casas productoras, sin ningún compromiso con alguno en particular.

Este proceso incluye el desarrollo y personalización del software necesario y su ajuste a las necesidades de la ANH. Los componentes que desarrollarán e integrarán serán bajo estructura abierta, lo que disminuirá los costos de la solución.

Desde el punto de vista tecnológico, esta es una solución innovadora y única en el mercado, que ofrecerá una fase de actualización permanente y garantizará el adecuado desarrollo de la solución.

Se espera que el nuevo portal del EPIS entre en operación en el segundo semestre 2009 y tendrá como principal característica un solo punto de acceso a toda la información a través de la búsqueda de texto, una interfase más veloz para la consulta del catálogo y diferentes capas de información pública.

La solución propuesta integrará a su vez otros desarrollos de software para componentes puntales del EPIS, todos integrados a la solución Web. Estos son el aplicativo Sistema Web de Administración de Metadatos Geográficos, Swami, del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, IGAC, que administra el metadato geográfico; y la base de datos Gabriela, actualizada por la Universidad Industrial de Santander, que administra la información de muestras de rocas. Toda esta solución estará integrada con el software de preservación de información usado en los procesos de la operación actual del EPIS (Back- end).

2.2.3.3 Información cargada en el EPIS - Actualización Banco de Información Petrolera, BIP

Con base en los compromisos que las compañías tienen dentro de los diferentes esquemas contractuales vigentes. Al EPIS fue cargada la información con los mejores estándares de calidad, lo que permite disponer de información confiable almacenada en bases de datos, que a su vez se convierten en un insumo más para las actividades de E&P en Colombia y garantiza que la Subdirección Técnica cumpla con su misión de preservar la información técnica del país.

De acuerdo con esto, se cargaron 41.290 nuevos archivos en las bases de datos, lo que representó un crecimiento del 5,71% para 2008. Para el primer trimestre 2009 se cargaron 12.227 nuevos archivos en bases de datos, lo que representa un crecimiento del 1,69%.

Adicionalmente, para el año 2008 se recibieron 65.725 nuevos medios físicos como cintas, documentos, secciones sísmicas en papel, mapas y registros eléctricos, entre otros, catalogados en la base de datos Asset DB, que presenta un crecimiento anual del 7,11%. En el primer trimestre de 2009, se han recibido 10.287 nuevos medios físicos como cintas, documentos, secciones sísmicas en papel, mapas y registros eléctricos, entre otros, catalogados en la base de datos Asset DB, que representa un crecimiento del 1,11%.

TABLA 4. INFORMACIÓN CARGADA AL EPIS AÑO 2008

Tipo de Información	Unidades	Cantidad (2008)	Cantidad (Primer trimestre 2009)	Observaciones
Sísmica de campo	Km equivalentes	17.608	3.193	45 Programas sísmicos 2D y tres programas sísmicos 3D para el 2008, y 9 programas sísmicos 2D y 14 programas 3D, para el primer trimestre del año 2009.
Sísmica de proceso	Km equivalentes	28.079	12.273	236 Programas sísmicos 2D y tres programas sísmicos 3D para el 2008, y 39 programas sísmicos 2D y 16 programas 3D
Información de pozos	Pozos	1.934	438	Corresponde al número de pozos de los cuales se consultó información
Documentos y Mapas	Documentos y mapas	17.248	3.702	

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

De los anteriores medios, para el año 2008 se llevaron a la Cintoteca NRP, 8.333 que representan un crecimiento anual en el repositorio del 0,9%. De aquellos recibidos en el 2009, se han colocado en la Cintoteca NRP, 1.524 que representan un crecimiento en el repositorio del 0,16%. Los medios restantes se encuentran ubicados de manera temporal en las instalaciones del EPIS, mientras se verifican y cargan los mismos.

Por otro lado, de acuerdo con el represamiento de cerca de 32.000 unidades como consecuencia del límite presupuestal del pasado contrato de operación, durante 2008 y en desarrollo del nuevo contrato que inició a finales de 2007, se llevó a cabo el plan de actualización, que dio como resultado la verificación y carga de todas las unidades represadas excepto aquellas identificadas con faltantes de información para las que se ha hecho la debida gestión y se espera su entrega durante el 2009.

Esta actualización permite contar con información cargada en las bases de datos disponibles para los clientes; así como la generación de todos los balances de información de los contratos de los que se ha recibido información en el EPIS.

2.2.3.4 Suministro de Información

TABLA 5. SUMINISTRO DE INFORMACIÓN 2008

Tipo de Información	Unidades	Cantidad (2008)	Cantidad (Primer trimestre 2009)	Observaciones
Sísmica 2D de campo	Km	24.474	28.580	342 Programas sísmicos 2D y cinco programas sísmicos 3D para el 2008, y para el primer trimestre de 2009 169 programas sísmicos 2D de campo.
Sísmica 2D de proceso	Km	50.214	6.962	485 Programas sísmicos 2D para terceros y tres programas sísmicos 3D para el 2008, y para el primer trimestre de 2009 36 programas sísmicos 2D de proceso.
Información de pozos	Pozos	632	108	Corresponde al número de pozos de los que se consultó información
Documentos y Mapas	Documentos y mapas	7.280	3.142	
Dataroom	Sesiones	72	7	

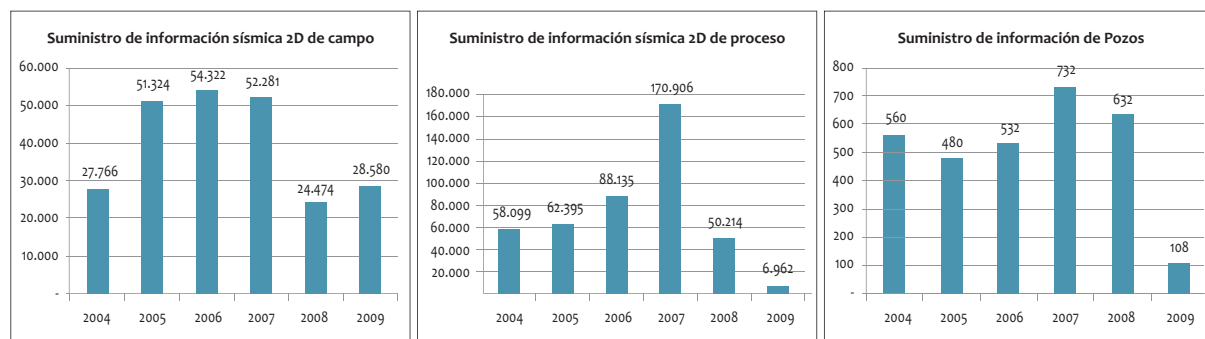
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Adicional a estos volúmenes, se suministró gran cantidad de información a través de los procesos competitivos de DCP, Ronda Colombia, Mini Ronda y Nominación de áreas.

Estos volúmenes fueron el principal aporte por parte del BIP a las actividades de exploración de hidrocarburos en Colombia para 2008. Las cuencas de mayor demanda de información fueron: Llanos, Valle Medio del Magdalena, Putumayo y Valle Superior e Inferior del Magdalena. Las compañías que mayor número de solicitudes realizaron fueron: CVRD Colombia, ECOPEPETROL, Nexen, Pluspetrol y Tecpetrol, entre otras.

La disminución en el suministro de información se debe a los grandes volúmenes que fueron suministrados a través de los paquetes de datos de los procesos competitivos efectuados durante el año 2008.

GRÁFICA 6. SUMINISTRO DE INFORMACIÓN 2008 COMPARADOS CON LOS DE 2007 A 2004



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

2.2.3.5 Servicio de Autoatención EPIS

El servicio de autoatención consiste en la conexión directa al portal Web privado del EPIS para descargar datos técnicos, lo que facilita las labores operativas de las compañías ya que pueden disponer de la información insumo de sus proyectos en tiempo real.

Durante 2008, se implementó el servicio a través de Virtual Private Network, VPN, tecnología que permite una extensión de la red local sobre una pública o no controlada, como por ejemplo Internet, de esta manera permite acceder remotamente a las bases de datos del EPIS y bajar información de forma segura mediante mecanismos de encriptado, control de integración y antirepetición.

Durante el año 2008 se suscribieron: Perenco Colombia, Lewis Energy, Nexen, Hocol S.A., Pacific Rubiales Energy, Gran Tierra, Cepcolsa, Petrominerales Colombia y ECOPEPETROL S.A. Para el primer trimestre de 2009 se suscribieron contratos con Columbus Energy y La Cortez Energy; adicionalmente están iniciando consultas sobre el servicio tanto con la ANH como con sus directivos, las compañías Repsol, NXT Energy Solutions Inc., y Telpico LLC.

2.2.3.6 Ingresos y Egresos BIP - Litoteca

El valor facturado por el servicio de suministro de información a los usuarios del EPIS para el año 2008 fue de \$19.286.069.882,90 incluido el IVA. Los egresos del BIP durante la misma vigencia fueron de \$12.69.452.395,17 de acuerdo con lo establecido en los contratos 066 de 2007 y 094 de 2007 suscritos con Schlumberger Surencó S.A. y la Unión Temporal Synapsis - Colombia Telecomunicaciones, respectivamente.

Los egresos por concepto del contrato 066 de 2007 fueron de \$8.917.437.302,17 y por concepto del contrato 094 de 2007 fueron \$3.452.015.093,00. Para el primer trimestre del año 2009 los ingresos del BIP fueron de 1.208.781.195,70, y los egresos fueron de 1.790.007.425,20. A continuación se presentan las tablas detalladas de ingresos y egresos para el año 2008 y el primer trimestre de 2009:

TABLA 6. INGRESOS AÑO 2008

CONCEPTO	VALOR
NUEVOS CRUDOS	\$ 7.878.878.413
EPIS	\$ 2.133.318.531
NUEVOS BLOQUES	\$ 58.469.541
RONDA COLOMBIA	\$ 7.066.689.956
MINI RONDA	\$ 2.137.381.111
CABRESTERO	\$ 11.332.329
TOTAL BIP	\$ 19.286.069.882

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Para el primer trimestre del año 2009 los ingresos del BIP fueron de \$1.208.781.195.

TABLA 7. EGRESOS AÑO 2008 (1)

CONTRATO 066 DE 2007	
ITEM	2008 - VALOR INCLUIDO IVA
Costo Fijo Mensual	\$ 1.170.162.319
Precios Unitarios Fijos	\$ 2.906.230.201
Plan de Actualización	\$ 2.557.224.879
Actividades esporádicas	\$ 2.173.959.053
Reembolsables	\$ 109.860.847
TOTAL	\$ 8.917.437.302
TOTAL BIP	\$ 19.286.069.882

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

TABLA 8 EGRESOS AÑO 2008 (2)

CONTRATO 094 DE 2007	
ITEM	2008 - VALOR INCLUIDO IVA
Puesta en marcha	\$ 370.550.000
Valor Mensual	\$ 2.801.021.620
Actividades Esporádicas	\$ 280.443.473
TOTAL	\$ 3.452.015.093

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Según estos valores, el porcentaje de Ingresos vs. Egresos fue de 156%, lo que evidencia que en 2008 los egresos del BIP fueron cubiertos en su totalidad por los ingresos generados.

2.2.3.7 Ingresos y Egresos - Litoteca

La Litoteca Nacional prestó servicios a la industria petrolera por \$1.534.474 680 incluido el valor del IVA. La ANH le reconoció \$1.540.739 701 con IVA, por la administración y operación de la Litoteca. Los ingresos cubrieron el 99% de los egresos por administración y operación durante 2008. Para el primer trimestre de 2009, la Litoteca facturó servicios por \$288.286.680 y los costos de administración y operación han sido de \$269.097.085.

2.2.3.8 Tiempos de entrega de información a usuarios

El seguimiento y los ajustes realizados dentro del proyecto EPIS, entre los que se incluye la adopción de la evaluación del servicio dentro de los nuevos contratos de la operación del BIP, ha permitido reducir los tiempos de entrega de

la información. Para el último trimestre de 2008 el promedio de los días de suministro fue de 2,18. Para el primer trimestre del año 2009, el promedio de días de suministro fue de 0,67 días.

2.2.3.9 Litoteca Nacional

La Litoteca Nacional inició operaciones a partir de 1988 con un área física de 50 m². En mayo 9 de 1997, ECOPETROL oficializó la inauguración de la Litoteca Nacional Bernardo Taborda Arango y entregó al servicio de la industria petrolera una moderna y cómoda área física de 2.700 m², dotada de áreas de almacenamiento, procesamiento y consulta.

Según las proyecciones que se llevaron a cabo, con base en las muestras recibidas y las cajas utilizadas para su almacenamiento durante 2005 y 2006, la capacidad de la Litoteca Nacional estaría colmada por completo en el primer semestre de 2009, razón por la que se adelantan los trámites necesarios para la construcción de una nueva Litoteca, que albergue las muestras que se reciban a partir del segundo semestre de 2009.

2.2.4 FASE DE DIVULGACIÓN

El programa de divulgación tiene como objetivo dar a conocer y posicionar el país, a la ANH y al sector petrolero, como destinos de inversión; está orientado al logro de aproximadamente 20.000 contactos pasivos y quiere llegar a personas influyentes y multiplicadores.

2.2.4.1 Presencia en Medios Internacionales

En el año 2008, a través de la campaña publicitaria de la ANH, se promocionó la imagen de Colombia como un destino de inversión privilegiado en el continente, al contar con un sistema político estable y con condiciones de seguridad cada vez mejores, transmitiendo credibilidad y confianza a los inversionistas, en lo cual se posicionó la ANH como interlocutor.

Por tal razón, se hizo promoción en medios internacionales escritos como: Upstream, Petroleum Economist, Independent Petroleum Association of America (IPAA), World Oil, Explorer, Oil & Gas Journal, Oil & Gas Investor, The Economist, Financial Times, World Petroleum Council, World Petroleum Congress, Ingepet 2008 y Rio Oil & Gas. Estos son medios especializados del sector de hidrocarburos que se han analizado durante varios años y se ha identificado que son los más adecuados y relevantes para pautar, por el impacto que generan.

2.2.4.2 Publicaciones

Como apoyo para la realización de las distintas actividades del plan de promoción se contó con material impreso, folletos, afiches, volantes, cartillas, plegables y carpetas, entre otros, para dar a conocer al público de una manera atractiva, impactante y profesional, la información técnica y geológica, las áreas hidrocarburíferas del país, los nuevos esquemas contractuales, así como la información más relevante sobre los factores que se han de tener en cuenta para el desarrollo de negocios de E&P en Colombia.

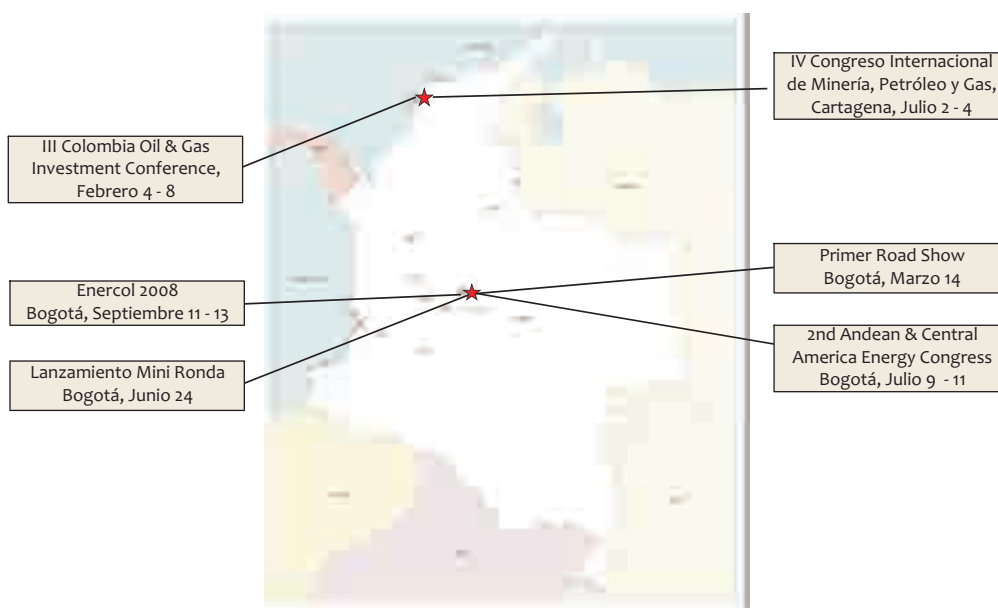
2.2.4.3 Fase de Activación de Contactos

Durante esta fase se busca generar oportunidades para que el mercado objetivo se informe sobre el país como destino de inversión, la ANH y el sector petrolero. El objetivo es lograr aproximadamente 2.000 contactos activos.

2.2.4.4 Fase de promoción de visitas

El objetivo de esta fase es incentivar las visitas a Colombia de multiplicadores y posibles inversionistas. Las actividades que se desarrollan en esta fase comprenden el apoyo de la ANH en eventos que cumplan con este objetivo, así como también la organización por parte de la ANH de eventos en Colombia.

GRÁFICA 7. PROMOCIÓN DE VISITAS



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

2.2.4.5 Fase de Asistencia al Inversionista

Tiene como objetivo ofrecer más posibilidades de información a los inversionistas y para ello se ha desarrollado la promoción de rondas licitatorias. En 2008 se realizaron el Proyecto de Desarrollo de Crudos Pesados, DCP, la Ronda Colombia 2008 y la Mini Ronda 2008. Para promover la Ronda Colombia 2008 se realizó un Road Show en Bogotá, Houston y Londres.

De igual forma, se suscribió un contrato con la firma Stratco Consultores Asociados S.A., a través del cual el contratista se comprometió con la ANH a definir y detallar un modelo de actuación comercial y de servicio al cliente, identificar elementos que se requieren para su puesta en marcha y generar un plan estratégico del área comercial, que asegure la alineación de sus acciones a los objetivos corporativos de la Agencia.

2.2.4.6 Otras Actividades de Apoyo

Marca País: ^a Colombia es Pasión^o es un programa del Gobierno Nacional que la ANH apoyó de forma activa. El objetivo principal era atraer inversionistas para el sector de hidrocarburos. La estrategia fue implementar un mecanismo de comunicaciones a nivel nacional e internacional, dirigido a divulgar la información positiva sobre el país y a generar un sentimiento de pertenencia, con el fin de facilitar el camino promocional y llegar al público objetivo de la ANH.

2.2.5 ACTIVIDAD EXPLORATORIA DE ECOPETROL S.A.

En Colombia se perforaron 98 pozos exploratorios en el año 2008, de los cuales 33 correspondieron a ECOPETROL y socios. A su vez, participó en la perforación de 13 pozos exploratorios, de los cuales 11 fueron operados directamente y los 2 restantes, perforados por otras compañías. Adicionalmente, se desarrollaron 2 proyectos de perforación exploratoria internacional.

A finales del año 2008, se encontraban 3 pozos exploratorios en perforación, Gibraltar-03, Quiriyana-01 y Relámpago-01 y 2 más en obras civiles, Dalia-01 y Lisama Este-2P. Durante el primer trimestre del año 2009, se perforaron en forma directa 2 pozos A01 que fueron Guariqués-03 y Cagui-01R y 18 pozos A01 en compañía de los socios.

La perforación exploratoria realizada durante el año 2008 registra un crecimiento de 8% comparado con 2007 y en lo que respecta a la operación directa de ECOPETROL creció un 37%.

Para el primer trimestre de 2009, finalizaron los pozos que quedaron en perforación durante 2008 como fueron Relámpago-01, Gibraltar-03 ST01 y Quiriyana-01, este último productor. La perforación exploratoria durante el primer trimestre del 2009, muestra un 23% de avance en relación con el desarrollo alcanzado en 2008.

2.3 RESERVAS

A diciembre 31 de 2008 las reservas probadas remanentes totales de petróleo del país fueron de 1.643 millones de barriles, superiores 284 millones de barriles con respecto a las reportadas en el 2008 de 1.359 millones de barriles, lo cual está soportado principalmente por reevaluaciones, nuevos descubrimientos y adición de nuevas reservas certificadas.

Para el caso del gas, las reservas remanentes totales (probadas, no probadas y consumo en operación) del país a 31 de diciembre de 2008, fueron de 7.255 Giga pies cúbicos, mostrando un incremento con respecto a los 7.220 Giga pies cúbicos reportados en el año 2007, lo cual esta soportado principalmente por reevaluaciones y nuevas comercialidades aprobadas.

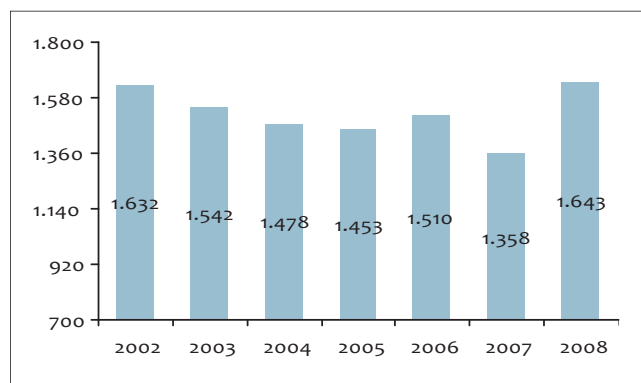
Las reservas propiedad de ECOPETROL ascendieron a 19,51 MBPE, de los cuales 8,43 corresponden a las comercialidades directas en Pachaquiario, Tenax, Tempranillo y Arrayán, así como a la solicitud de explotación de Lisama Norte ST5 hecha al Ministerio de Minas y Energía. Los restantes 11,08 MBPE corresponden a comercialidades otorgadas a los asociados. Durante el 2009 se han incorporado 11,56 MBPE correspondientes a Corocora 4, Rubiales 51 y 52, Don Pedro y al complejo Pauto.

Así mismo, mediante acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008, se estableció la metodología SPE/WPC/AAPG/SPEE para la valoración de recursos y reservas de hidrocarburos. El sistema fue adoptado en general por la industria del petróleo y comprende todo el portafolio de reservas, tales como reservas probadas, probables y posibles y recursos contingentes y prospectivos.

Además, se creó la base de datos de reservas por campo, que es la formulación del módulo de manejo de reservas en el SII de la ANH, para generar los informes de reservas requeridos en los procesos de planeación e indicadores de reservas.

Para la verificación en los términos del Plan de Mejora para el manejo de reservas, que consiste en la adquisición de una solución de manejo integral de producción y reservas, se construyó una matriz que incluye las reservas probadas, probables y posibles de petróleo y gas para 2005, 2006 y 2007. En relación con los recursos y con la prospectividad, se consideraron las reservas prospectivas de los informes de contratos TEA y de los E&P.

GRÁFICA 8. COMPORTAMIENTO RESERVAS DE PETRÓLEO
RESERVAS PROBADAS REMANENTES TOTALES DE PETRÓLEO
(Millones de Barriles)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

2.4 PRODUCCIÓN

Por tercer año consecutivo se continúa con el incremento de la producción de petróleo, al lograr 588.357 barriles promedio día durante el año 2008, 57.221 barriles de petróleo por día más que en el año 2007, producto de los altos precios del barril de petróleo durante el primer semestre, conjuntamente con el esfuerzo de toda la industria por minimizar la curva de declinación e incorporar nuevas reservas en todos los campos. Adicionalmente, a mayo 31 de 2009, la producción promedio del país alcanzó un pico importante al ubicarse en 642.000 barriles por día, la mayor alcanzada en los últimos años.

La producción de gas del país para el año 2008 fue de 874 millones de pies cúbicos día, 144 millones de pies cúbicos día superior a la reportada en el año 2007 de 730 millones de pies cúbicos día; lo anterior, debido al desarrollo de los nuevos descubrimientos realizados.

La producción nacional de petróleo equivalente de participación de ECOPETROL, durante el primer trimestre del año 2009 fue de 458.000 barriles equivalentes de petróleo por día, es decir que hasta el momento se registra un incremento de 11 mil barriles por día con respecto a la producción del año 2008.

Para el primer trimestre del 2009, ECOPETROL cuenta con una producción internacional de 6.200 barriles de petróleo equivalentes por día, gracias a la participación del 9,2% en el bloque K2 en el Golfo de México y la participación del 50% en la compañía Petro-Tech Peruana. Sin embargo, para el primer trimestre, el mayor aporte en la producción de crudo se presentó en los campos operados directamente por ECOPETROL, la cual registró un aumento del 8% al pasar de 172.000 barriles en el 2008 a 186.000 barriles promedio en el primer trimestre del año 2009.

El incremento de la producción de ECOPETROL S.A. con respecto al año 2007, obedeció principalmente a los resultados obtenidos en el desarrollo de los campos de crudo pesado en los Llanos Orientales y la optimización de campos maduros, así como a las inversiones realizadas con el fin de minimizar la declinación de los campos y optimizar el factor de recobro.

2.4.1 NUEVOS NEGOCIOS

En septiembre de 2008, ECOPETROL S.A. a través de la Gerencia de Nuevos Negocios compró una participación del 9,21% en el Activo K2 a la compañía Unión Oil Company Of California por 510 Millones de dólares. Este es un proyecto en desarrollo, donde el potencial de reservas no probadas significan oportunidad de crecimiento para ECOPETROL, asociados con el desarrollo de competencias operacionales y el desarrollo de yacimientos profundos en campos costa afuera. Con esta adquisición ECOPETROL mejoró su posicionamiento en el GOM, sumando el apalancamiento de nuevos negocios en exploración.

Así mismo, en el mes de octubre de 2008 ECOPETROL S.A. firmó el acuerdo con la compañía BP para la exploración en el Golfo de México con el objetivo de adelantar actividades de exploración de gas a grandes profundidades a través de la perforación del pozo Wil K, con una participación de 15% el cual se perfora en el 2009. El acuerdo contempla aumentar la participación hasta un 30% con el objeto de explorar en conjunto otras zonas del US - GOM, dependiendo de los resultados iniciales del prospecto Will K.

En noviembre de 2008 se cierra el Acuerdo con la compañía ENI, con el compromiso de una perforación de 5 Prospectos en USA – GOM en el área de Green Canyon y de Soto Canyon entre el 2008 y 2012. El acuerdo contempla que ECOPETROL tendrá participaciones entre el 20% y el 25% en los prospectos y la proyección de ampliar las operaciones hacia la perforación de 5 pozos más, las evaluaciones de los prospectos se realizarán conjuntamente.

En diciembre de 2008 ECOPETROL cerró el acuerdo con StatoilHydro para la perforación de 3 prospectos entre 2009 y 2010 en las áreas de Alaminos Canyon, Missisipy Canyon, con la opción del participar en la perforación de prospectos adicionales en un futuro. El acuerdo contempla que ECOPETROL tendrá participaciones de entre 20% y 30%.

En febrero de 2009 ECOPETROL, en asocio con la compañía nacional de petróleo de Corea, Korea National Oil Corporation, Knoc, cerró la transacción para adquirir la compañía Offshore International Group Inc., con sede en Estados Unidos. La participación de ECOPETROL S.A. y KNOC es en partes iguales (50%). Se adquirió una empresa cuyo principal activo es Petro-Tech Peruana S.A. que se dedica a la exploración, desarrollo, producción y

procesamiento de hidrocarburos. La empresa tiene 11 bloques en ese país (1 en producción y 10 en exploración), que en conjunto suman una de las superficies en offshore más grande de América del Sur (9,5 millones de hectáreas). El total de reservas estimadas por ECOPETROL son 112 millones de barriles equivalente en reservas 2P (probadas + probables), de las cuales le corresponde a ECOPETROL 56 millones de barriles equivalentes.

En marzo de 2009 ECOPETROL concretó la entrada en la exploración de los bloques 110 y 117, ubicados en la zona oriental del país. El bloque 117, con una extensión de 13.865 km², está localizado en cuenca de Marañón. El bloque 110, con una extensión de 14.831 km², está localizado al sureste del país en la cuenca de Ucayali. En el primer bloque (Lote 110), ECOPETROL tendrá una participación del 50%. En el segundo (Lote 117), la empresa participa con el 25%.

2.4.1.1 Crudos Pesados

La producción de crudos pesados es uno de los pilares de crecimiento de ECOPETROL. Su potencial está contemplado en el mapa estratégico para soportar el incremento en la producción de la empresa como línea estratégica corporativa.

Los campos del bloque Cubarral, Castilla y Chichimene, de operación directa de ECOPETROL; Nare - Teca, en asociación con la compañía Mansarovar (conformada por Sinopec de China y ONGC de la India); y Rubiales, con Metapetroleum, son el eje de este objetivo estratégico. Los campos de Rubiales y Castilla se localizan en la Cuenca Llanos Orientales y Nare – Teca en el Valle Medio del Magdalena.

El reto del proyecto de crudos pesados es producir 210 KBPD de participación de ECOPETROL al año 2015, contar con la infraestructura de transporte y un sistema de mejoramiento de crudos hacia el 2013, asociado a la modernización de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.

En el 2008 la producción de crudos pesados participación de ECOPETROL se cumplió en un 105%, el promedio esperado de crudos pesados era de 104 KBPD y se obtuvo, al cierre del 31 de diciembre, un promedio de 109 KBPD de participación de ECOPETROL. En el primer trimestre de 2009 se registra una producción promedio de participación de ECOPETROL de 124 KBPD. Se resalta la producción del campo Rubiales el cual ha incrementado su producción total manejando actualmente 58 KBPD, con una meta para el 2009 de 100 KBPD para fin de año.

Así mismo, la producción del campo Castilla presentó un incremento cercano de 3 KBPD y del campo Chichimene con un incremento de 2 KBPD, de lo programado para este corte.

En materia de exploración, durante el 2008 la ANH le adjudicó 6 nuevos bloques exploratorios a ECOPETROL distribuidos de la siguiente forma:

Ronda de Crudos Pesados en la cuenca de los Llanos Orientales:

- CPE 2: ECOPETROL 50% - SHELL 50%
- CPE 4: ECOPETROL 50% - SHELL 50%
- CPE 8: ECOPETROL 50% - TALISMAN 50%

Ronda Colombia en la cuenca de los Llanos Orientales:

- CPO 8: ECOPETROL 100%
- CPO 10: ECOPETROL 100%
- CPO 11: ECOPETROL 100%

Adicional a esto, se mantienen la campaña exploratoria en los bloques de CAÑO SUR (Asociación con SHELL) y QUIFA (asociación con METAPETROLEUM) y 3 bloques exploratorios en la cuenca del Valle del Magdalena Medio.

En materia de producción, uno de los aspectos más relevantes es la incorporación de las reservas y el incremento de los perfiles de producción a mediano y largo plazo de todos los proyectos de crudo pesado. Actualmente, se esperan los resultados de los estudios de yacimientos con los respectivos modelos de simulación. De igual manera, se trabaja de forma intensiva en la incorporación de nuevas tecnologías para el incremento de los factores de recobro.

2.4.1.2 Campos Maduros

El desarrollo de los campos maduros hace parte de la estrategia de ECOPEPETROL por incrementar los volúmenes de producción y de reservas, dado que la mayor parte de los campos del país están en dicha categoría. Sin embargo, estos yacimientos, que fueron descubiertos hace más de 20 años, aún conservan 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, ECOPEPETROL ha focalizado sus actividades en mejorar la productividad de varios campos de operación directa y otros asociados. Como resultado de esta estrategia se ha incrementado la producción de su propiedad en sus campos directos en más de un 5% anual en los últimos años. Estos son algunos de los resultados producción de crudo durante el primer trimestre del 2009:

- **Yariguí:** de una producción promedio en el 2008 de 12,9 KBPD, en el periodo enero a marzo de 2009 alcanzó un valor de 11,7 KBPD. Se han perforado 3 pozos de desarrollo. De un presupuesto de inversiones para el 2009 de US\$113,22 millones, se han comprometido US\$49,7 millones
- **La Cira y Infantas (alianza Oxy y Ecopetrol):** de una producción promedio en el 2008 de 10,6 KBPD, en el periodo enero a marzo de 2009 alcanzó un valor de 13,2 KBPD. Se han perforado 51 pozos: 16 productores y 9 inyectores. De un presupuesto de inversiones de US\$124,71 millones, se han comprometido US\$68,13 millones.
- **Casabe (alianza Ecopetrol y Schlumberger):** De una producción promedio en el año 2008 de 10,5 KBPD, en el periodo enero a marzo de 2009 alcanzó un valor de 12,1 KBPD. Se han perforado 13 pozos de desarrollo. De un presupuesto de inversiones para el 2009 de US\$219,03 millones, se han comprometido US\$65 millones.
- **Tibú:** desde el 2007 entró en vigencia el Contrato de Colaboración Empresarial para el Desarrollo Adicional del Campo Tibú, firmado con la compañía Petrobras, en el cual ECOPEPETROL es el operador y Petrobras es el Ejecutor de inversiones. En el año 2008, de una producción promedio en el año 2008 de 1,5 KBPD, en el primer trimestre del año 2009 se ha alcanzado una producción de 1,3 KBPD. Así mismo, las actividades de 2008 se orientaron al monitoreo y mejoramiento del sistema de inyección de agua, se realizaron 18 trabajos de reacondicionamiento a pozos productores e inyectores y se mejoraron las facilidades.

2.4.2 SEGUIMIENTO CONTRATOS DE E&P

Desde su creación hasta diciembre de 2008, la ANH ha firmado 170 contratos E&P y durante el 2009, 37 contratos. De los 37 contratos E&P firmados hasta el 31 de marzo del presente año, cuatro de ellos corresponden a contratos del proceso competitivo de Ronda Colombia 2008, 30 corresponden a contratos del proceso competitivo de Mini Ronda 2008 y tres corresponden a procesos de contratación directa de vigencias anteriores. Actualmente se encuentran vigentes 189 contratos E&P en etapa exploratoria. Los contratos que se encuentran en etapa de evaluación y explotación se relacionan en el informe correspondiente seguido a contratos en producción.

En relación con los E&P, de los 207 firmados desde la creación de la ANH, 19 contratos han sido terminados o renunciados, de los cuales nueve terminaron durante 2008. El contrato E&P Luna Llena fue terminado por incumplimiento del contratista el 19 de marzo de 2008.

Durante el año 2008, el grado de cumplimiento de los compromisos contractuales alcanzo un 96,3%. Las desviaciones más frecuentes estuvieron relacionadas, en primer lugar, con comunidades y orden público, y con los factores climáticos en segundo lugar. Para el primer trimestre del 2009, los indicadores de cumplimiento de compromisos exploratorios alcanzaron en promedio un 98% con un 2% de desviación relacionada con incumplimientos de perforación de pozos, adquisición sísmica y trámites ambientales

2.4.2.1 Convenios con ECOPEPETROL

Actualmente, se encuentran vigentes 11 convenios de exploración y producción. Dentro de los compromisos contractuales para el 2008 se ejecutaron las siguientes actividades exploratorias: se perforó un pozo exploratorio-A03 y el total de sísmica adquirida por los contratistas durante el 2008 fue de 446,8 km de sísmica 2D.

Dentro de los compromisos exploratorios para el 2009, hasta el 31 de marzo se han ejecutado las siguientes actividades exploratorias: se perforaron dos pozos exploratorios (A3) y se ha adquirido por los contratistas un total de 524 km de sísmica 2D. En los convenios con ECOPETROL, para el año 2008 se realizó una inversión cercana a los US\$16 millones, representada en adquisición de sísmica y perforación de pozos exploratorios-A03.

2.4.2.2 Asociación en exploración y explotación con ECOPETROL

Actualmente, se encuentran vigentes 15 contratos de asociación. En el 2008 renunciaron los contratos de asociación Tierra Negra y Achira. El contrato de asociación Campo Rico pasó al periodo de explotación. Dentro de los compromisos contractuales para el 2008, de las cifras reportadas anteriormente, las siguientes corresponden a actividades exploratorias de contratos en asociación: perforación de ocho pozos exploratorios-A03 y un total de sísmica adquirida por los contratistas de 230 km de sísmica 2D.

En los contratos de asociación en exploración y explotación con ECOPETROL se realizó una inversión cercana a US\$85 millones, representada en adquisición de sísmica y perforación de pozos exploratorios (A3). Se pudo establecer que los problemas más frecuentes en los contratos de asociación en exploración y explotación con ECOPETROL están relacionados con comunidades y orden público.

2.4.2.3 Contratos de Evaluación Técnica, TEA's

Desde su creación, la ANH ha suscrito 74 Contratos de Evaluación Técnica, TEA's; a la fecha, se encuentran vigentes 19 contratos, de los cuales 8 corresponden a Contratos TEA's Especiales asignados en el proceso de crudos pesados especiales. Es importante anotar que la ANH ha suscrito 59 contratos E&P a partir de 33 contratos TEA's, de los cuales ocho fueron suscritos durante el 2008.

De otra parte, en el año 2008 se inició el proceso de liquidación de los 28 contratos TEA's terminados entre los años 2005 y 2006, de los cuales 23 ya cuentan con acta de liquidación suscrita por las partes y cinco están en trámite de firma de los contratistas. De los 27 contratos finalizados en el 2007, 2008 y 2009, 12 ya cuentan con acta de liquidación suscrita por las partes y 15 están en proceso de liquidación.

TABLA 9. DERECHOS ECONÓMICOS CE&P Y TEA'S

DERECHOS ECONÓMICOS	2004	2005	2006	2007	2008
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
CONTRATOS E&P		\$364.879	\$2.001.679	\$2.305.868	\$2.683.691
CONTRATOS DE EVALUACIÓN TÉCNICA	\$311.850	\$1.242.594	\$798.361	\$324.138	\$2.934.310**
TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA	\$355.484	\$392.116	\$652.257	\$916.467	\$669.721*
TOTALES	\$667.334	\$1.999.589	\$3.452.297	\$3.546.473	\$6.287.723

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

*US\$359 519,82 de Transferencia de tecnología son causados.

**Derechos económicos causados contractualmente pagados en 2008.

TABLA 10. DERECHOS ECONÓMICOS CAUSADOS Y RECAUDADOS PRIMER TRIMESTRE DE 2009

MES	Derechos Económicos Causados US\$	Derechos Económicos Recaudados US\$	Transferencia de Tecnología Causada US\$
Diciembre	270.209,67	58.322,25	65.443,84
Enero	70.582,36	284.606,16	55.161,55
Febrero	143.066,67	70.582,36	*N.A.
Marzo	11.479,27	143.066,67	*N.A.
TOTALES	495.337,97	556.577,44	120.605,39

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

*Todas las fases que terminaban presentaron novedades, lo cual no permitió pasar a la siguiente fase.

2.5 CONCESIÓN TELLO

Durante la vigencia 2008 en los campos Tello y La Jagua, adicional a las actividades propias de mantenimiento de la operación de los campos de producción, se continuó con la implementación del plan inicial de trabajo, concertado entre la ANH y ECOPETROL S.A., en el marco del contrato de exploración y explotación de hidrocarburos, suscrito en 2007. Este plan, que tiene una duración de dos años contados a partir de la fecha de suscripción del contrato, contempla actividades encaminadas al óptimo desarrollo del campo.

De otra parte, el 29 de diciembre de 2008 la ANH y ECOPETROL S.A. suscribieron el Otrosí No.1 al Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Campos Tello y La Jagua, mediante el cual se adicionó al contrato el área denominada "CARDONAL", extensión aproximada de 7.559,90 hectáreas, y las cláusulas relacionadas con la exploración de hidrocarburos, las que son aplicables únicamente a dicha área. La producción promedio diaria de los campos Tello y La Jagua durante el año 2008, fue de 6.995 barriles por día.

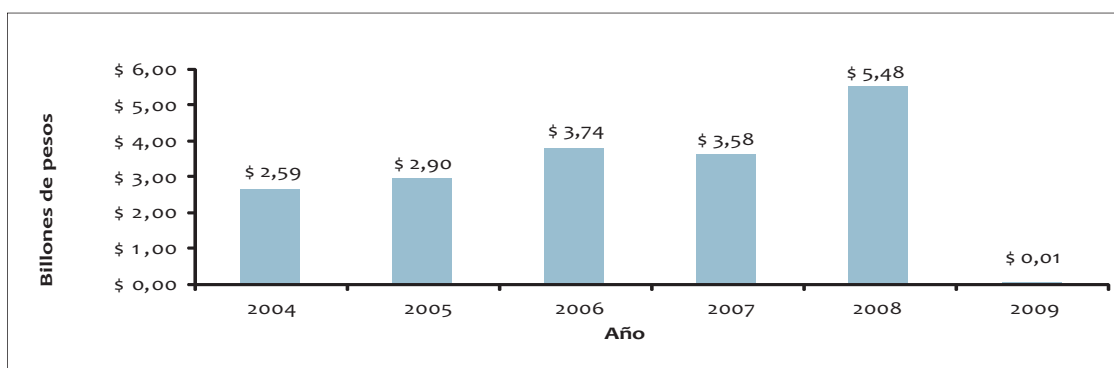
2.5.1 REGALÍAS CAMPO TELLO

De acuerdo con la Ley 746, artículo 39, el porcentaje de las regalías a pagar para campos Tello - La Jagua es de 14,5% más 12%, para un total 26,5%. Por lo tanto, según los barriles producidos totales en 2008 que fue de 2.553.855 barriles, el valor aproximado a transferir de regalías es equivalente a 667.772 barriles de crudo.

3 REGALÍAS

3.1 RECAUDO DE REGALÍAS

GRÁFICA 9. COMPORTAMIENTO RECAUDO DE REGALÍAS 2004 - 2009 RECAUDADAS POR LA ANH



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

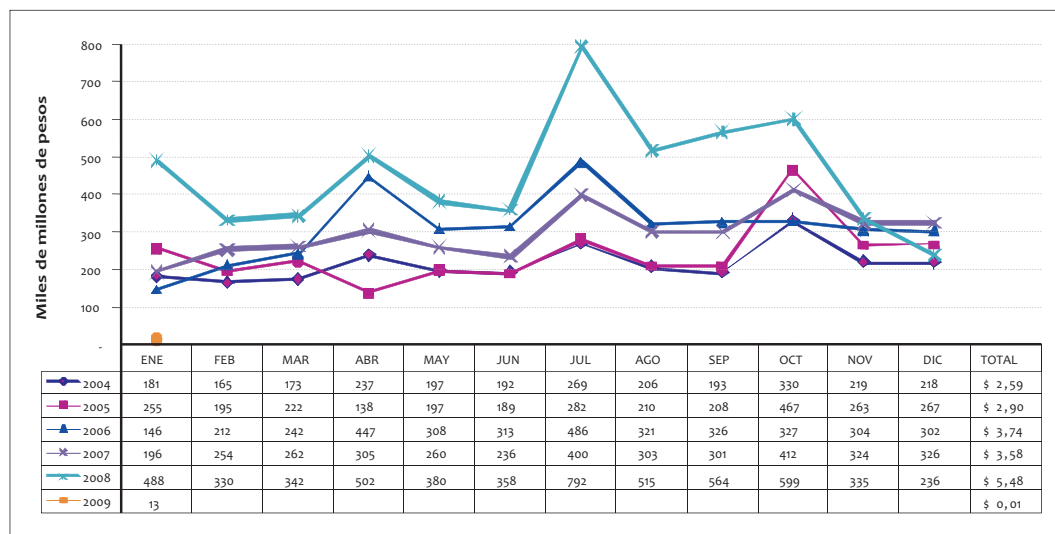
corresponde a la ANH, conforme a lo dispuesto en el numeral 10 del artículo 5 del Decreto 1760 de 2003.

Para cumplir con estas nuevas funciones, la ANH suscribió con ECOPETROL un convenio interadministrativo de colaboración para el recaudo de las regalías en desarrollo, del cual los volúmenes de producción recaudados se comercializan directamente por ECOPETROL.

A partir del mes de febrero de 2008, el recaudo de la totalidad de regalías generadas en el territorio nacional se ha hecho en especie, conforme al otrosí No. 1 del convenio interadministrativo suscrito con ECOPETROL.

3.2 GIRO DE REGALÍAS

GRÁFICA 10. COMPORTAMIENTO MENSUAL RECAUDO DE REGALÍAS 2004 A MARZO 31 DE 2009



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

A partir de la Ley 1118 de 2006, por la que se modifica la naturaleza jurídica de ECOPETROL y se dictan otras disposiciones, la función de recaudo y comercialización de las regalías de la explotación de hidrocarburos

GRÁFICA 11. COMPORTAMIENTO REGALÍAS PAGADAS DE 2004 A MARZO 31 DE 2009



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Se han fortalecido las actividades relacionadas con el control y seguimiento de los giros de regalías realizados a través de diferentes canales de comunicación interinstitucional, dentro de los que resalta la labor adelantada conjuntamente con la Dirección de Regalías del Departamento Nacional de Planeación, DNP, que ha permitido revisar de forma permanente los entes territoriales suspendidos y las cuentas bancarias autorizadas para el giro de los recursos, entre otros.

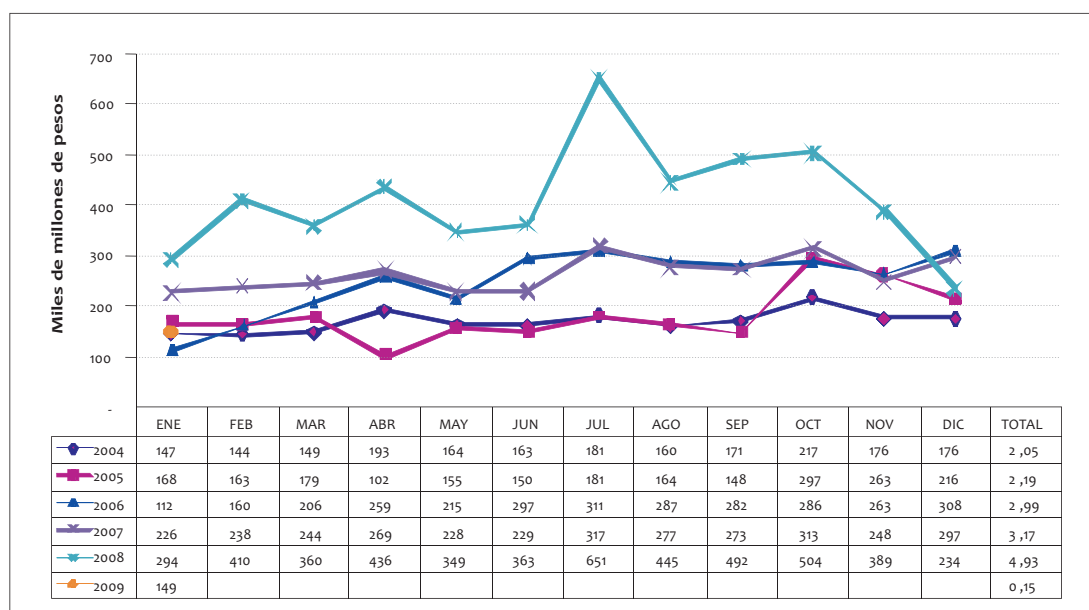
Las novedades recibidas del Departamento Nacional de Planeación y que han permitido mantener actualizada la base de datos de los beneficiarios de regalías, son las siguientes:

TABLA 11. NOVEDADES RECIBIDAS DNP BENEFICIARIOS DE REGALÍAS

Concepto	A diciembre 31 de 2008	A marzo 31 de 2009
Novedades de cuenta	31	13
Suspensión de giros	15	12
Levantamiento de suspensión	34	12

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

GRÁFICA 12. COMPORTAMIENTO MENSUAL REGALÍAS PAGADAS DESDE 2004 HASTA LA FECHA



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Como ya se mencionó, la ANH ha cumplido con las instrucciones impartidas por el DNP, en particular en lo relacionado con la suspensión de regalías.

TABLA 12. REGALÍAS PENDIENTES POR PAGAR POR DEPARTAMENTO A MARZO 31 DE 2009

Beneficiario	Valor (\$)
ARAUCA	7.141.943.636
BOLÍVAR	21.217.459.017
BOYACÁ	36.852.029
CASANARE	721.061.792
META	357.661.533
PUTUMAYO	193.868.677
TOLIMA	35.350.797
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPARTAMENTO DE SUCRE	3.309.767.424
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPARTAMENTO DE CORDOBA	3.343.293.438
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	1.057.765.079
TOTAL	37.415.023.422

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

Las regalías suspendidas, sumadas al proceso de autorización de cuentas bancarias en la inclusión de nuevos beneficiarios, han determinado el no giro por parte de la ANH de estos recursos en cada liquidación.

Por otra parte, durante 2008 se incluyeron como beneficiarios por explotaciones en su territorio los municipios de Sardinata y San José de Uré, de igual forma durante el primer trimestre de 2009 se incluyó el municipio de Cabuyaro, departamento del Meta.

TABLA 13. REGALÍAS PAGADAS POR DEPARTAMENTO Y PUERTO AÑO 2008

DE ENERO 1º A DICIEMBRE 31 DE 2008 Pesos Moneda Legal	
BENEFICIARIO	2008
ANTIOQUIA	104.669.801.800
ARAUCA	286.018.592.084
BOLÍVAR	73.626.030.434
BOYACÁ	167.371.354.839
CASANARE	783.461.546.064
CAUCA	8.648.538.025
CESAR	22.962.783.986
CÓRDOBA	55.796.429
CUNDINAMARCA	11.000.922.520
GUAJIRA	164.016.604.420
HUILA	404.235.206.213
META	671.684.892.653
NARIÑO	2.119.123.384
NORTE DE SANTANDER	34.759.958.049
PUTUMAYO	118.018.991.028
SANTANDER	290.456.850.717
SUCRE	5.420.745.786
TOLIMA	199.409.787.620
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. SUCRE	97.895.916.150
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CÓRDOBA	99.517.262.692
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	89.232.999.780
FNR. ESCALONAMIENTO	2.329.497.312
DNP 1% LEY 756	39.428.836.846
DIRECCIÓN DEL TESORO NAL. FNR.	490.203.223.167
FONPET	687.553.820.745
TOTAL	4.854.099.082.743

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

TABLA 14. REGALÍAS PAGADAS POR DEPARTAMENTO Y PUERTO PRIMER TRIMESTRE AÑO 2009

DE ENERO 1º A 31 DE MARZO DE 2009 Pesos Moneda Legal	
BENEFICIARIO	2009
ANTIOQUIA	10.531.810.623
ARAUCA	87.053.913.276
BOLÍVAR	6.404.410.913
BOYACÁ	14.670.594.454
CASANARE	180.121.564.400
CAUCA	608.771.108
CESAR	7.073.760.959
CÓRDOBA	128.458.537
CUNDINAMARCA	999.973.855
GUAJIRA	67.749.523.802
HUILA	37.542.030.041
META	68.154.490.175
NARIÑO	84.443.776
NORTE DE SANTANDER	3.416.743.300
PUTUMAYO	5.424.371.341
SANTANDER	34.537.483.274
SUCRE	2.977.115.255
TOLIMA	18.752.276.636
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. SUCRE	19.309.412.661
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CÓRDOBA	17.771.266.071
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	10.813.724.580
FNR. ESCALONAMIENTO	3.280.403.831
COMISIÓN NAL. REGALIAS 1% Ley 756	4.137.120.880
DIRECCIÓN DEL TESORO NAL. FNR.	91.783.017.015
FONPET	80.261.660.915
TOTAL	773.588.341.678

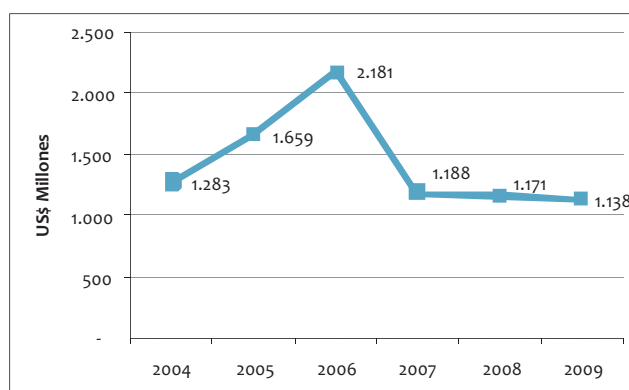
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

3.3 CÁLCULO DE DESCUENTOS FONDO DE AHORRO Y ESTABILIZACIÓN PETROLERA, FAEP

Con la información oficial de las liquidaciones provisionales y definitivas de regalías del MME, la ANH procede a: ^a Efectuar las retenciones de las sumas que por concepto de participaciones y regalías correspondan a las entidades partícipes con destino al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP, hacer los giros y reintegros en los términos establecidos en la Ley 209 de 1995 o en las normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen.^o

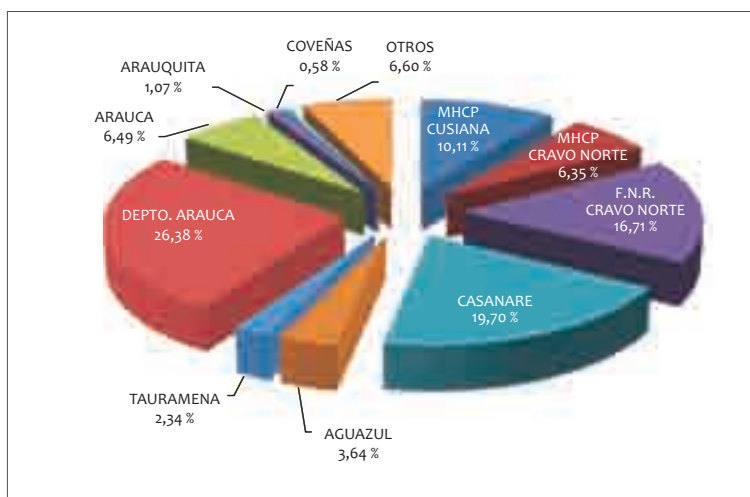
En atención a esta disposición legal, a 31 de marzo, el saldo acumulado en el FAEP asciende a US\$1.137 millones, de conformidad con las liquidaciones elaboradas por el MME.

GRÁFICA 13. COMPORTAMIENTO SALDO FAEP A 31 DE DICIEMBRE DE LOS ÚLTIMOS CINCO AÑOS



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.
*Saldo marzo 31 de 2009.

GRÁFICA 14. DISTRIBUCIÓN SALDO FAEP



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

4 ZONAS DE FRONTERA

ECOPETROL S.A., en el desarrollo de su función de distribución de combustibles en zonas de frontera durante el 2008, realizó las siguientes actividades que permitieron garantizar el abastecimiento de combustibles:

- Realización de jornadas de sensibilización con los diferentes actores de la cadena de distribución, mayoristas, minoristas y terceros. Así mismo, con autoridades de control como gobernaciones y alcaldías de los municipios y departamentos zonas de frontera, sobre la normatividad vigente, las responsabilidades de las estaciones al distribuir combustibles exentos de impuestos y acciones de control para garantizar que el combustible llegue a su destino final, resaltando el perjuicio que tendrían aquellos municipios y/o departamentos, que no son zonas de frontera al no recibir el recaudo de sobretasa al presentarse el desvío de combustibles a dichos lugares no beneficiados.
- Apoyo a las autoridades Policía Nacional, POLFA, DIJIN, SIJIN, para llevar a cabo acciones de control, con el fin de garantizar que el combustible que se vende a zona de frontera efectivamente llegue a su destino.

4.1 ASPECTOS RELEVANTES DE ABASTECIMIENTO POR DEPARTAMENTO

Guajira. El departamento se abasteció normalmente durante el año 2008 con combustibles importados desde la República Bolivariana de Venezuela, para atender las estaciones de servicio y con producto nacional para atender los grandes consumidores y el gran Consumidor Individual No Intermediario del departamento de la Guajira.

En el mes de marzo, debido a la ruptura de las relaciones diplomáticas con la República Bolivariana de Venezuela, que ocasionaron no tener confiabilidad suficiente sobre el suministro de los combustibles provenientes de Venezuela y para evitar un desabastecimiento en el departamento, se implementó el abastecimiento con producto nacional.

Durante el mes de junio, con ocasión del incremento en los precios de los combustibles importados formulado por el MENPET y no aceptado por Colombia, dado que no era competitivo frente a los precios del contrabando en la región, incrementaron el precio de la gasolina de \$503,7 bolívares por litro a \$901,15 bolívares por litro (78%) y el del ACPM de \$426 bolívares por litro a \$830,77 bolívares por litro (95%), de modo que fue necesario implementar el abastecimiento con producto nacional.

En agosto se inició nuevamente el abastecimiento con producto importado. El precio de la gasolina quedó en \$789,13 bolívares por litro y el ACPM \$718,73 bolívares por litro. Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía

mediante Resolución 181386 de 2008 fijó el margen del tercero importador para el año 2008 en \$116,23, efectuando una reducción de \$50.

Se autorizó en forma temporal y hasta tanto quedaran debidamente ejecutoriadas todas las resoluciones por parte de la UPME para los municipios de Barrancas, Hato Nuevo y La Jagua del Pilar, una autorización especial para que la Cooperativa Ayatawacoop suministrara combustibles líquidos a las estaciones de servicio de los citados municipios, hasta un 40% del volumen que tenían en el Scnet de ECOPETROL con producto importado y la diferencia fue suministrada con producto nacional.

Cesar. El abastecimiento de este departamento se encuentra habilitado con producto nacional y durante el año 2008 no se presentó ninguna situación crítica de desabastecimiento, en la cual hubiera sido necesario tomar un plan de contingencia.

El Ministerio de Minas y Energía aprobó mediante Resolución 124348 de 2008, la modificación del plan de abastecimiento para la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo a los grandes consumidores y a los grandes consumidores individuales no intermediarios de ACPM ubicados en los municipios fronterizos del departamento del Cesar. Se autorizó a Petrobras Colombia Combustibles S.A. para distribuir desde la planta ubicada en el municipio de Galapa y en la modificación de los tiempos de las guías de transporte desde las plantas de Galapa, Baranoa y Lisama, hasta los municipios donde se encuentran los grandes consumidores del departamento del Cesar.

Norte de Santander. El departamento se abasteció normalmente con producto nacional durante el periodo enero - marzo, proveniente de las plantas de Chimitá y Ayacucho. A partir del 9 de abril entraron a operar las plantas de Villa del Rosario y Agualinda desde las cuales se distribuyó combustible de procedencia nacional trasladado desde Chimitá, hasta el mes de agosto de 2008.

A partir del 21 de agosto, comenzaron a distribuirse combustibles procedentes de la República Bolivariana de Venezuela para las EDS del área metropolitana de Cúcuta, igualmente se distribuyó gasolina importada para el resto de los municipios denominados como zonas de frontera en Norte de Santander. Los Grandes Consumidores (GC) se abastecieron con producto nacional procedente de Chimitá.

Venezuela suministró un promedio mensual de 2.524.000 galones durante los tres meses y nueve días del año 2008 que ingresaron los vehículos (góndolas) con combustibles a Colombia, en las proporciones 59% de ACPM y el 41% de gasolina.

Una vez se implementó el esquema de abastecimiento con combustibles importados de la República Bolivariana de Venezuela, para abastecer el departamento con gasolina importada y los municipios del área Metropolitana de Cúcuta tanto con ACPM y gasolina importados, se dio la necesidad de trasladar ACPM nacional desde la planta de Chimitá hacia las plantas ubicadas en Norte de Santander con el fin de abastecer a los demás municipios del departamento y a su vez sortear situaciones de desabastecimiento por los bajos niveles de inventarios de ACPM importado en las plantas. Situación que mantuvo el malestar de los representantes de las EDS ubicadas fuera del área metropolitana de Cúcuta, dados los altos precios del combustible nacional al compararlo con el importado, que les generaron pérdida de competitividad en el mercado.

Por los inconvenientes presentados, se solicitó al Ministerio de Minas y Energía las modificaciones respectivas al plan de abastecimiento y finalizando el 2008 se presentó un nuevo plan para el departamento, aprobado mediante Resolución 124371 de 2008, que comenzó a regir en febrero de 2009 y en el cual todos los municipios del departamento son abastecidos con combustibles importados, manteniendo las mismas proporciones con que ingresan los productos de Venezuela.

Boyacá. Está autorizado sólo un municipio llamado Cubará, el cual se abastece de producto nacional, de acuerdo con lo aprobado por la Resolución 124114 de abril de 2007. El departamento se abasteció normalmente con producto nacional procedente desde las plantas de Chimitá en Bucaramanga, sin presentarse ninguna situación crítica de desabastecimiento.

Arauca. Se abastece actualmente con producto nacional desde las plantas de Aguazul y Arauca de acuerdo con la Resolución 124104 de abril de 2007. Fue necesario bloquear en el sistema de control de cupos algunas estaciones de servicio debido a que no tenían actualizado el certificado de carencia por tráfico de informes que expide la Dirección Nacional de Estupecientes.

Vichada y Guainía. El Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 180760 de 2008, mediante la cual se autorizan los grupos poblacionales de las zonas de frontera de los departamentos de Guainía y Vichada a continuar ejerciendo la actividad de introducción de combustibles provenientes de la República Bolivariana de Venezuela, siempre que no exceda de 18 galones por día por cada persona mayor de edad y hasta tanto los programas de reconversión laboral operen con dichas comunidades.

El departamento de Vichada se abasteció normalmente con producto nacional desde las plantas de Aguazul y Puerto Carreño, Guainía se abasteció con producto nacional procedente de las plantas de Aguazul y Puerto Inírida.

Vaupés. Se abastece con producto nacional, el cual se transporta vía terrestre desde Mansilla hasta Aguazul y luego por vía aérea hasta Mitú, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124123 de abril 23 de 2007.

Amazonas. El departamento se abasteció normalmente con gasolina y ACPM nacional procedente de Neiva, el cual es transportado vía terrestre hasta Puerto Asís y desde allí vía fluvial hasta Leticia, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124109 de abril 23 de 2007. Se continuó con la importación de combustibles (JetA1, Diesel y Fuel Oil) desde Iquitos (Perú) para suministro a aeronaves en vuelos nacionales (JetA1) y generación de energía eléctrica (Diesel y Fuel Oil).

Putumayo. Se abastece con producto nacional de las plantas de Neiva y Puerto Asís, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124108 de abril de 2007. Durante el mes de mayo, se solicitó modificación del plan de abastecimiento para ampliación de tiempos de las guías de transporte hacia los municipios del bajo Putumayo, modificación aprobada mediante la Resolución 124140 del 17 de junio de 2008.

En noviembre se activan medidas de excepción para mantener el suministro normal del departamento debido a las situaciones de orden público y social por efecto de las pirámides. Atendiendo la solicitud de las EDS del Alto Putumayo (Santiago, Colón, Sibundoy, San Francisco) fue autorizado el cargue de combustible exento en la planta de Mulaló ubicada en Yumbo - Valle de propiedad de la Organización Terep, entendiéndose esta medida como excepcional, mientras se normalizaba la situación en la región. Se bloquea el sistema de control de cupos en algunas EDS debido a que no tenían actualizado el certificado de carencia por tráfico de informes que expide la Dirección Nacional de Estupefacientes.

Nariño. El departamento se abasteció normalmente con producto nacional procedente de las plantas de Yumbo y Mulaló. Mediante la Resolución 124329 del 7 de noviembre de 2008, el Ministerio de Minas y Energía autorizó a la sociedad BIOCOMBUSTIBLES S.A. para ejercer la actividad de distribuidor mayorista a través de la planta de operación conjunta ubicada en Yumbo y posteriormente se incorpora este distribuidor al plan de abastecimiento del departamento, modificación que fue aprobada mediante la Resolución 124358 de diciembre de 2008. Igualmente se bloquea el sistema de control de cupos en algunas EDS por no tener actualizado el certificado de carencia por tráfico de informes que expide la Dirección Nacional de Estupefacientes.

Chocó. Se abastece con producto nacional de acuerdo con lo establecido en la Resolución 124110 de abril de 2007. Con producto procedente de la Cartagena (Río sucio, Acandí) y Buenaventura (Juradó) se abasteció normalmente.

4.2 ACCIONES DE TIPO GENERAL

Reuniones con Entidades del Gobierno para buscar Mecanismos de Solución al tema de los Pimpineros

Tanto en concejos comunales como en reuniones realizadas con entidades del Estado y representantes de los pimpineros, el Gobierno Nacional manifestó su voluntad de involucrar como actores dentro del proceso de importación de combustibles previsto con la República de Venezuela, a los pimpineros, para lo cual se han realizado ofrecimientos que en su momento no han sido concretados por las diferentes cooperativas y agremiaciones porque no se logran concentrar en una gran cooperativa que los represente a todos y algunos manifiestan abiertamente que continuarán en esta labor.

Aspectos a Desarrollar

- Buscando garantizar la mejor fuente de suministro de combustibles para cada departamento, se continuará

trabajando en las mesas de trabajo conformadas por Colombia y Venezuela para la importación de combustibles hacia Colombia a un precio competitivo que permita contrarrestar el contrabando.

- El Ministerio de Minas y Energía en conjunto con Ecopetrol S.A. y otras entidades, continuará participando en el desarrollo de la estrategia de control al contrabando y desvío de combustibles liderada por la DIAN.

El primer trimestre de 2009 concluyó con el cumplimiento de la meta de ingresos por ventas nacionales e internacionales en 110% representado en \$5.113 millardos, resultado de un trabajo coordinado entre las diferentes áreas operativas que busca consolidar a ECOPEPETROL como una empresa integrada en la cadena del petróleo y gas.

4.3 ABASTECIMIENTO ZONAS DE FRONTERA

En el primer trimestre del año 2009, se han revisado los planes de abastecimiento de los departamentos de Putumayo y Cesar, solicitando las modificaciones respectivas al Ministerio de Minas y Energía. En febrero se implementó un nuevo plan de abastecimiento para Norte de Santander y se activó el esquema de abastecimiento con combustibles, tanto de procedencia nacional como importada, permitiendo que todas las EDS de los municipios zonas de frontera del departamento comercialicen combustibles importados en las mismas proporciones que recibimos de Venezuela.

En cumplimiento de lo establecido en la Resolución 181838 de 2008, en La Guajira se han asignado mensualmente en partes iguales, entre todas las EDS, la diferencia entre el producto importado de Venezuela y el cupo UPME asignado a las estaciones del departamento.

Para el departamento del Amazonas, hemos participado en las reuniones de seguimiento a los compromisos del consultorio empresarial convocado por el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, realizamos seguimiento al comparativo entre los precios del combustible nacional e importado que se requiere para generación eléctrica con el fin de definir la fuente de suministro.

- Se espera que en el segundo semestre del año 2009, de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 4299 de 2005, se implemente el esquema de control con GPS de los carrotanques utilizados en zonas de frontera.
- Con base en las nuevas disposiciones se ajustaran los planes de abastecimiento para cada departamento y se realizaran los contratos de cesión con sus respectivas medidas contractuales.

5 TRANSPORTE

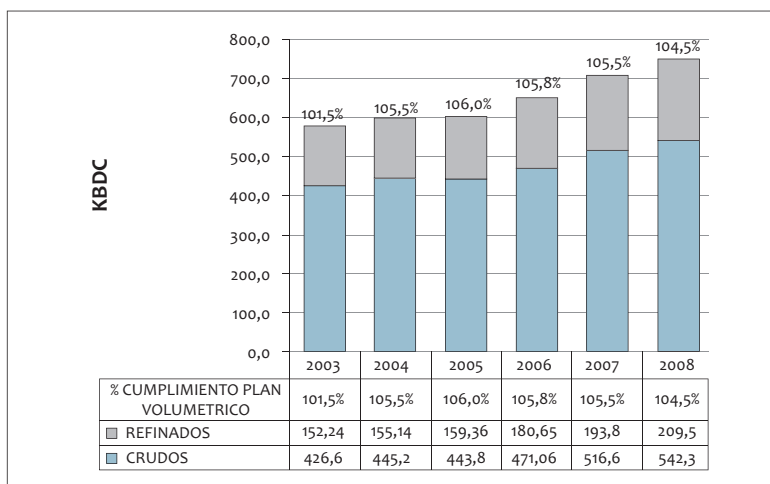
En esta línea de negocio se cumplió con el plan diseñado para el 2008, incrementando los volúmenes transportados; controlando el hurto de hidrocarburos; ejecutando proyectos de crecimiento, optimización y aseguramiento de la integridad de sus sistemas; y fortaleciendo el desarrollo del talento humano, que le ha permitido la proyección del negocio.

5.1 TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO

Las inversiones en equipos, infraestructura y capital humano redundaron en un incremento de los volúmenes transportados, alcanzando en el 2008 un 104,5% de cumplimiento del plan volumétrico que representó el transporte de 209,5 KBDC de refinados y 542,3 KBDC de crudos.



GRÁFICA 15. CUMPLIMIENTO PLAN VOLUMÉTRICO



Fuente: ECOPETROL S.A.

Durante el período enero - marzo de 2009, se transportó un promedio de 553,3 KBDC de crudos y 212,1 KBDC de refinados. En la infraestructura de almacenamiento ECOPETROL S.A. cuenta hoy en día con una capacidad nominal de 6.452 KBLs en refinados y 19.407 KBLs en crudos.

5.2 OPTIMIZACIÓN OPERACIONAL

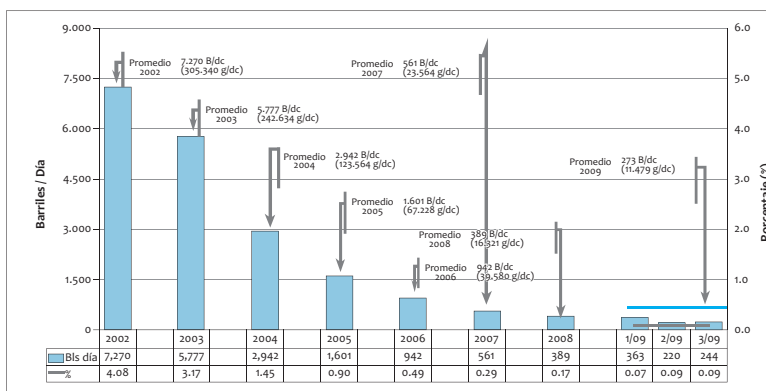
Dentro del proceso de optimización operacional se alcanzaron los siguientes logros: se incrementó la capacidad de transporte, se implementó el transporte de biodiesel por los sistema de poliductos que manejan JET A1, se cumplió con la regulación disminuyendo los niveles de azufre del diesel, se realizó la primera exportación de buques de 1.000.000 de barriles a China, se identificaron alternativas de transporte e incrementos en las capacidades de los ductos con la utilización de DRA; en el caso del Oleoducto de Colombia se pasó de 125 a 155 KBDC y en el de Apiay - Porvenir de 100 a 130 KBDC.

Adicionalmente, se realizó la certificación de todo el personal del Centro de Control Maestro Operacional (CCMO) desarrollada por General Physics Corporation y emitida por The National Center for Construcción Education and Research.

5.3 HURTO DE HIDROCARBUROS

En el año 2008 se disminuyó el hurto de refinados en un 30,66% con respecto al año 2007 pasando de 561 a 389 barriles/día calendario.

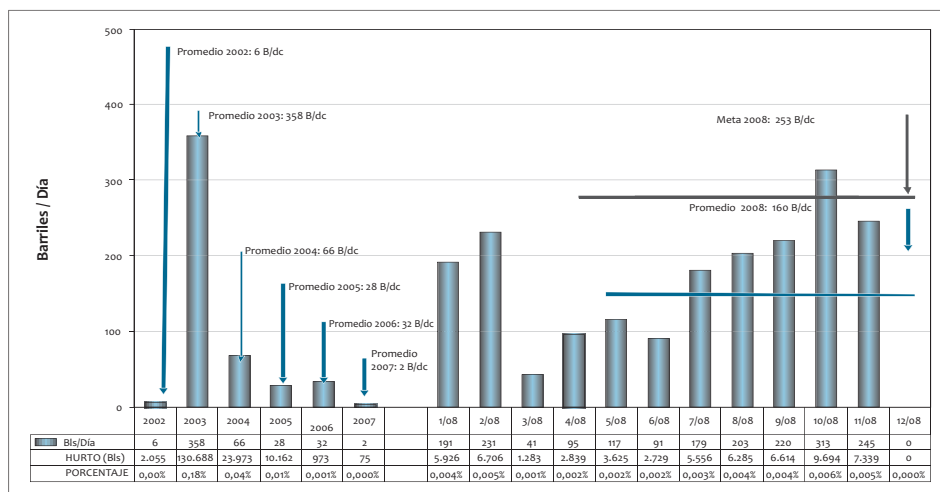
GRÁFICA 16. COMPORTAMIENTO HURTO DE HIDROCARBUROS



Fuente: ECOPETROL S.A.

En el período enero - marzo de 2009 el hurto de hidrocarburos refinados fue de 273 BPD, por debajo de la meta establecida de 365 BPD. En referencia al hurto de crudos, se pasó de 2 a 160 barriles/día calendario del 2008 respecto al 2007.

GRÁFICA 17. COMPORTAMIENTO HURTO DE CRUDOS



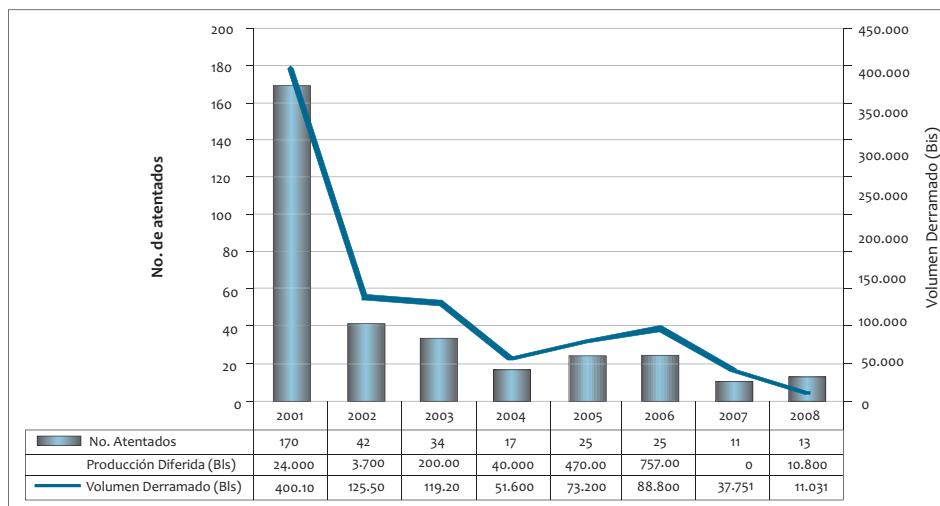
Fuente: ECOPEPETROL S.A.

En referencia al hurto de crudos en el período enero - marzo del 2009, el volumen ascendió a 166 BPD de una meta de 200 BPD, lo que permite evidenciar la gestión adelantada por la Vicepresidencia de Transporte en el programa de control de hurto de hidrocarburos.

5.4 ATENTADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE

En el año 2008, se presentó un incremento del 18% en el número de atentados al Oleoducto Caño Limón - Coveñas respecto al año 2007, pasando de 11 a 13 eventos; no obstante, a través del mejoramiento de la estrategia de atención de derrames se logró disminuir en un 70% el volumen derramado, pasando de 37.751 a 11.031 barriles en este período.

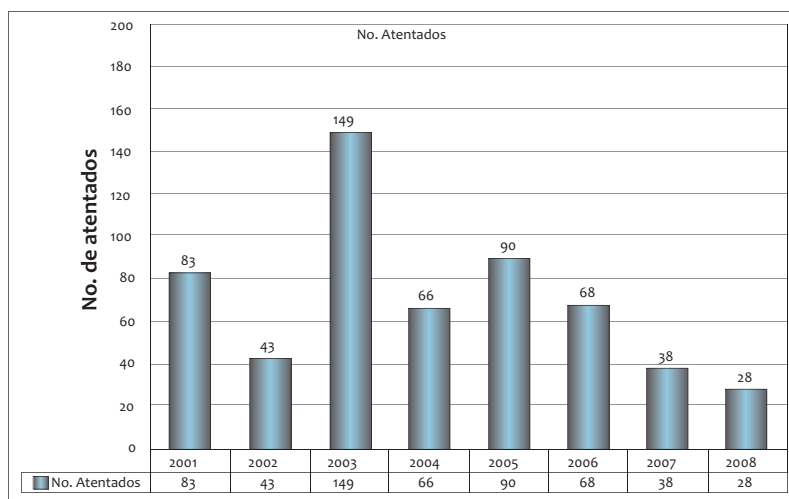
GRÁFICA 18. ATENTADOS INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE Y VOLUMEN DERRAMADO



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

En lo que va corrido del año 2009, se han presentado siete atentados al Oleoducto Caño Limón Coveñas. En los sistemas del sur, se logró una reducción de atentados en el año 2008, pasando de 38 eventos en el año 2007 a 28 en dicho período.

GRÁFICA 19. HISTÓRICO DE ATENTADOS INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE



Fuente: ECOPETROL S.A.

En lo que respecta al año 2009, período enero - marzo, se han presentado cuatro atentados a los oleoductos del Sur.

6 REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA

El presupuesto total en refinación y petroquímica ascendió a US\$411 millones, superior en 46% al del año 2007, lo que permitió ejecutar 93 proyectos de crecimiento, reconversión, reposición de equipos y ambientales.

La Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica mostró un gran avance en 2008, frente a la estructuración de un plan de inversiones al 2015, con el fin lograr los megas propuestos en la estrategia de la empresa de incrementar la capacidad de refinación hasta 650.000 barriles por día calendario y en petroquímica hasta 2,7 millones de toneladas por año y posicionar a las refinerías de Barrancabermeja (GRB) y Cartagena (GRC) en el primer cuartil de Latinoamérica, en el año 2010, en los principales indicadores del benchmarking de Solomon.

ECOPETROL S.A., mediante contrato de mandato y en calidad de contratista de la sociedad Refinería de Cartagena S. A., Reficar, adelantó la operación, el mantenimiento, la planeación operacional y la gestión comercial de la refinería de Cartagena.

Los principales indicadores de gestión de la vicepresidencia y las refinerías se destacan por el buen desempeño para el primer trimestre de 2009, con un cumplimiento del 91% en su tablero balanceado de gestión, TBG.

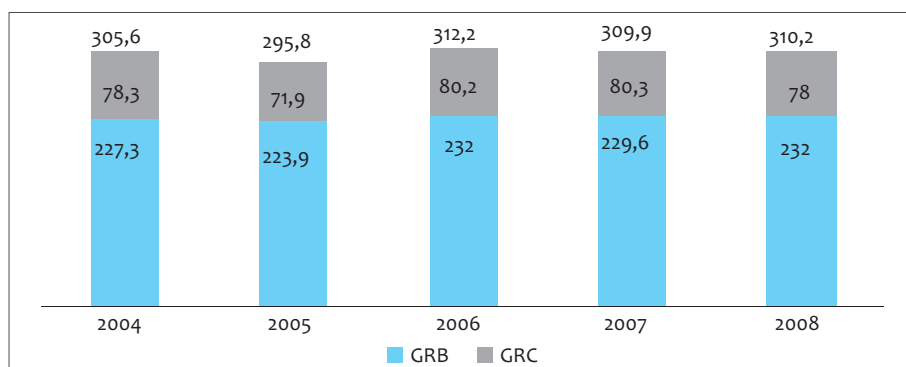
6.1 CARGAS A REFINERÍAS

Los resultados en la carga de ambas refinerías fueron satisfactorios. La Refinería de Barrancabermeja cumplió al 100% la meta propuesta para el año, debido al cumplimiento en la ejecución de paradas de planta mediante la implementación de estrategias innovadoras y optimización de los esquemas operacionales de la refinería.

Con respecto a Cartagena, se alcanzó un cumplimiento del 99,3% debido a la optimización económica, por cuanto hubo momentos en que los modelos de optimización no mostraban incentivo para procesar a máxima carga.

Para el primer trimestre del presente año, la carga de crudo a las refinerías fue de 291,4 KBDC, superando la meta de 289 KBDC, para un cumplimiento del 101%.

GRÁFICA 20. CARGAS REFINERÍAS DE BARRANCABERMEJA - CARTAGENA



Fuente: ECOPETROL S.A.

6.2 MARGEN BRUTO DE REFINACIÓN

En el año 2008, el margen bruto con precios reales se vio afectado por la volatilidad de los precios internacionales y el ^a crack spread^o (diferenciales entre precios de productos refinados y crudo) y en especial por los bajos precios de la gasolina y el GLP en relación con el precio del crudo.

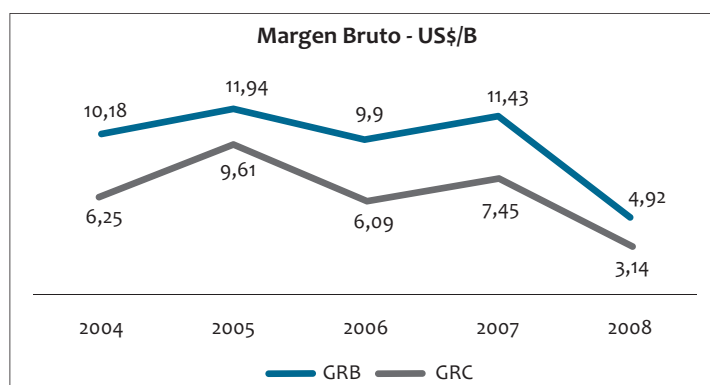
La mayor producción de destilados medios en Barrancabermeja y Cartagena, permitió reducir las importaciones de diesel para atender la demanda nacional.

En lo corrido del año 2009, el margen bruto de refinación se vio favorecido por los mayores rendimientos de productos valiosos y la selección de dietas de crudos para poder asegurar el blending de crudos.

El margen a precios reales acumulado a marzo de 2009 para la Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica (VRP) es de 8,30US\$/BI vs 4,19US\$/BI que tenía como meta propuesta en el pronóstico volumétrico.

Para GRB el margen real acumulado en el mismo periodo fue de 8,92US\$/BI vs 4,57US\$/BI planeado y para GRC de 6,61US\$/BI, superando la meta planeada de 3,07US\$/BI.

GRÁFICA 21. MARGEN BRUTO DE REFINACIÓN - REFINERÍAS DE BARRANCABERMEJA & CARTAGENA



Fuente: ECOPETROL S.A.

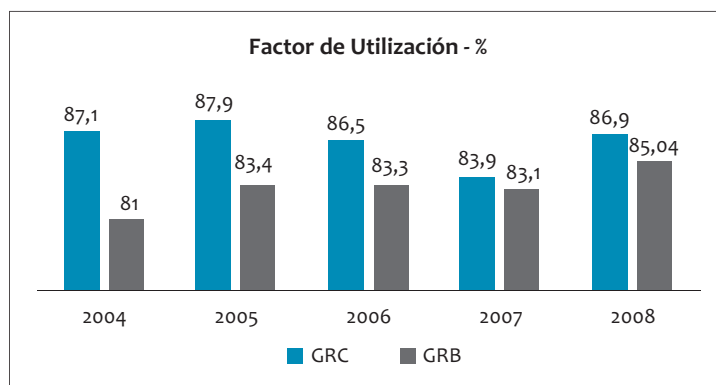
6.3 CONFIABILIDAD

El factor de utilización se vio favorecido en la GRB por una disminución del 40% en los días de parada no programada y en 56% en GRC frente a 2007, lo que permitió buen cumplimiento volumétrico y disponibilidad operacional en las dos refinerías.

Igualmente, se estableció una adecuada estrategia de maximización de destilados medios. El nivel de confiabilidad de la VRP ascendió a 96,02%, para el 2008.

El cumplimiento en la confiabilidad operacional empresarial para el primer trimestre del año 2009 de la vicepresidencia es del 99%, afectado principalmente por el resultado de la confiabilidad operacional de GRB, que en el periodo en mención alcanzó un 93% vs un 94% planeado. Para el mismo periodo, GRC muestra cumplimiento del 100% en este indicador.

GRÁFICA 22. CONFIABILIDAD - REFINERÍAS DE BARRANCABERMEJA & CARTAGENA



Fuente: ECOPETROL S.A.

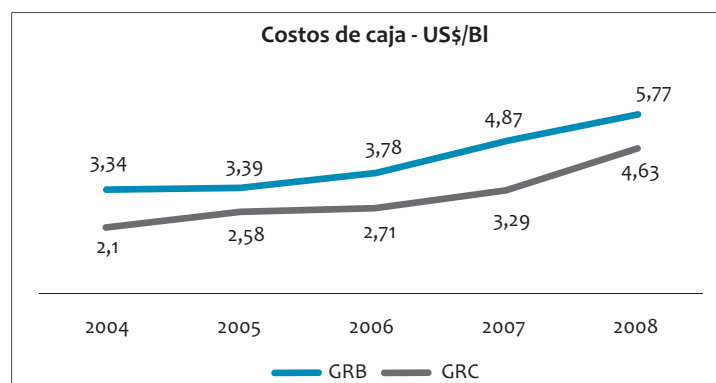
6.4 COSTOS UNITARIOS OPERACIONALES DE CAJA

El costo unitario operacional de caja aumentó con respecto a los años anteriores. Éste se vio afectado por la tasa de cambio que estuvo 5,4% por debajo del presupuesto.

Otros aspectos que afectaron el costo fueron: mayores cargues de inversiones no capitalizables a gastos de funcionamiento que se incrementaron en un 46,3% en el 2008 frente al 2007, debido al crecimiento en el portafolio de inversiones de la vicepresidencia, incremento en los valores de repuestos, químicos y catalizadores por mayores precios del acero y de las materias primas para su producción y, la aplicación de la nueva política salarial de ECOPETROL. Se destaca un ahorro en la producción y consumo de energía por la confiabilidad en los servicios industriales.

El costo unitario operacional de VRP a marzo del presente año fue de 4,52US\$/BI frente a una meta de 5,51US\$/BI, el cual se explica principalmente por un efecto tasa de cambio de -0,26US\$/BI y un efecto costo de -0,73US\$/BI; La carga real estuvo por encima del plan y la TRM real fue mayor y produce un menor costo respecto al plan.

GRÁFICA 23. COSTOS UNITARIOS OPERACIONALES - REFINERÍAS DE BARRANCABERMEJA & CARTAGENA



Fuente: ECOPETROL S.A.

6.5 ACCIDENTALIDAD

La accidentalidad en nuestras refinerías se debió principalmente a dos sucesos: (i) En Barrancabermeja: una emisión

de SOx y H2S por problemas operacionales en una unidad de proceso que generó incapacidad de 31 trabajadores y (ii) Cartagena: accidente en parada programada de Cracking que ocasionó incapacidad a tres trabajadores. En el mes de junio ocurrió un lamentable accidente que tuvo como consecuencia la muerte de un trabajador directo de la Refinería de Barrancabermeja.

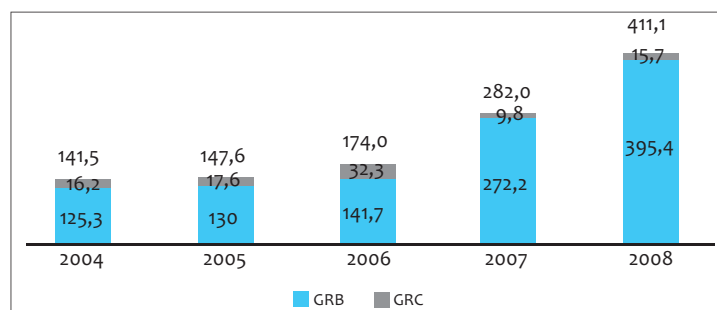
Por otro lado, los resultados ambientales son satisfactorios, con siete incidentes ambientales entre las dos refinerías, 1 por debajo del límite de ocho incidentes ambientales comprometidos para 2008. Las refinerías continúan ejecutando el plan ambiental trazado hasta 2013. En la Refinería de Barrancabermeja se redujo el volumen de quemas en teas a menos de 10 ton/día, bajando en un 50% las quemas del año 2007 y se dio al servicio el cuarto de control presurizado y la planta de sodas gastadas, en desarrollo de una estrategia de recuperación de los sistemas de tratamiento de aguas residuales.

El periodo de enero a marzo de 2009 muestra resultados satisfactorios en HSE, alcanzando 0,88 accidentados por millón de horas hombre trabajadas frente a un límite de 1,32 accidentados por millón de horas hombre trabajadas (accidentados con pérdida de tiempo) y cero incidentes ambientales para la vicepresidencia.

6.6 INVERSIONES

El presupuesto total de inversiones de la VRP ascendió en 2008 a 411,1MUS\$, superior en un 46% al de 2006 frente a 2007 y en un 190% al de 2004. Incluyó la realización de 93 proyectos entre reconversión, crecimiento, reposición de equipos y ambientales.

GRÁFICA 24. INVERSIONES EN REFINACIÓN



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

Las principales inversiones incluyen US\$287,2 millones de hidrotratamiento, US\$54 millones para ampliar la capacidad de producción de polietileno en Barrancabermeja, lo que nos permitirá aumentar su participación en este mercado con un incremento de 12 mil toneladas anuales en la capacidad de producción y US\$3,1 millones de modernización de la Refinería de Barrancabermeja.

También se destacan los proyectos Plan Maestro de Servicios Industriales de la GRB, Control Operacional Consolidado de la GRB, Interconexiones para la planta de Ecodiesel, Segregación de Propileno Grado Refinería, el Programa de Proyectos Ambientales y proyectos de Reposición de Equipos, con miras al mejoramiento de la eficiencia energética, la consolidación de la confiabilidad y la disminución del impacto ambiental de las refinerías.

Para el primer trimestre de 2009, los principales proyectos a los cuales la vicepresidencia le hace seguimiento mostraban en conjunto un cumplimiento satisfactorio para los índices IEP, IEC e hitos principales de ocho de sus principales proyectos, con excepción al Proyecto Líderes 2010 en el cual se tomó la decisión de no llevarlo a cabo en los términos inicialmente definidos.

6.7 PLAN MAESTRO DE DESARROLLO DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA

El objetivo de este proyecto es incrementar de 80.000 a 150.000 barriles por día de capacidad, aumentar la conversión a productos valiosos del 72,2% al 95% y obtener combustibles con las más altas especificaciones de

calidad internacionales a partir del procesamiento de crudos pesados; la refinería modernizada será una de las refinerías más modernas de América Latina.

Actualmente se está desarrollando la ingeniería básica con fecha de terminación a noviembre de 2009 y se espera que esté en servicio en el mes de junio de 2013, aunque hay plantas que entrarán en forma temprana. La inversión estimada es de MUS\$ 4100.

ECOPETROL es socio en el 49% de Reficar y el pasado mes de febrero se firmó un memorando de entendimiento con los términos y condiciones principales sobre los cuales se celebraría un contrato de compraventa de la totalidad de las acciones de Glencore en Reficar S.A., que corresponden al 51% de participación en dicha sociedad.

El plazo para la celebración del contrato de compraventa de las acciones y el cierre de la transacción vence el próximo 29 de mayo. Una vez formalizado el proceso de compra, Reficar seguirá operando como una filial de ECOPETROL S.A. con miras a un desarrollo oportuno del proyecto de ampliación y modernización de la refinería de Cartagena. A la fecha, Reficar cuenta con la aprobación por parte del Gobierno Nacional de la Zona Franca y de la licencia ambiental.

La refinería continuará teniendo vocación exportadora por su ubicación estratégica en la Costa Caribe colombiana, pero continuará suministrando los combustibles requeridos por el mercado de la Costa Atlántica y tendrá la capacidad de suministrar hasta 40.000 barriles por día de productos con destino a la industria petroquímica.

6.7.1 PLANTA DE HIDROTRATAMIENTO

El proyecto consiste en el montaje de plantas de tratamiento con hidrógeno que permitirán eliminar los componentes de azufre en el diesel y las gasolinas, obteniendo combustibles que cumplen con la legislación colombiana en materia de calidad de combustibles.

Las principales actividades desarrolladas fueron:

1. Ingeniería: se terminó la ingeniería de detalle de las áreas de ISBL y OSBL.
2. Compras área ISBL:
 - a. Se adjudicó el 100% de las compras contempladas inicialmente para el proyecto.
 - b. La llegada de equipos del área de ISBL tiene un avance del 90%. Se recibieron equipos considerados críticos para el proyecto tales como:
 3. • Reactores R-4701/4702/4751/4752/4821.
 - Unidades paquete Claus y Claus Pol.
 - Compresores C-4701/4751.
 - Torres T-4701/4702/4752/4841.
 - Hornos H-4701/4702/4751/4752.
4. Montaje y Construcción:
 - a. Infraestructura: se terminó el 100% del alcance inicial del contrato de infraestructura y cargue de crudo fase I y II. Se adelantan trabajos adicionales requeridos para el proyecto.
 - b. OSBL: se terminó la construcción de los tanques K-6 A/B; se instaló el compresor C-4109; se instalaron y están en operación las bombas P-328 C/D. Las interconexiones de tubería entre las diferentes plantas se encuentran ejecutadas en un 80%.
 - c. ISBL: las obras de la especialidad civil se encuentran con un avance de ejecución del 95% y el montaje de los equipos se encuentran con un avance de ejecución del 60%.

Para el primer trimestre de 2009 el avance físico del proyecto es programado= 79,55% vs % ejecutado= 73,1%, mostrando así una desviación= - 6,45%. Los principales hitos del periodo son:

- Llegada de hornos Diesel – Hidrógeno.

- Llegada reactores cladeados.
- Cierre Open Book 95% ISBL.
- Cierre Open Book 95% OSBL.
- Llegada módulos de Claus y Clauspol.

De otra parte, en el año 2008 se consolidó la adquisición de Propilco S.A., asegurando un plan de transferencia con el objetivo de concretar un plan de negocio, alineado con la planeación estratégica de ECOPETROL y la valoración realizada.

7 SUMINISTRO Y MERCADEO

La estrategia de comercialización y mercadeo de ECOPETROL, sustentada en la conquista de nuevos mercados, mejorar la atención a los clientes y las oportunidades de negocio, arrojó resultados positivos en 2008.

Las ventas consolidadas de ECOPETROL aumentaron 51,8% con respecto al año 2007. El incremento obedece a la combinación de mayores volúmenes de exportación, mejores negociaciones de productos y altos precios internacionales.

El valor de las exportaciones ascendió a \$12,3 billones (US\$6 mil millones), un incremento del 95,2% frente al resultado del año anterior, debido principalmente al incremento del indicador de los precios internacionales del petróleo (WTI) que fluctuó de manera positiva alrededor de un promedio año de US\$99,7 el barril frente a un histórico promedio de US\$53,5 en los últimos 5 años. Adicionalmente, se amortiguó el efecto de la recesión norteamericana a través de la diversificación de las exportaciones hacia el Lejano Oriente, Europa y Chile.

Las ventas nacionales, incluyendo transporte, alcanzaron \$21,6 billones frente a \$16 billones en 2007. Los productos petroquímicos e industriales cerraron el año con crecimiento de 24% en volumen y 57% en ingresos (dólares) frente al año anterior. En particular, se evidenció un crecimiento de 29% en polietileno, con ganancias por comercialización de \$1,65 mil millones debido al incremento de la participación del mercado y una mayor confiabilidad en el suministro. Adicionalmente, el mercado de las bases lubricantes creció 33% como consecuencia del aumento de la producción y comercialización. La demanda de gasolina bajó 4% mientras que la de diesel aumentó 7%.

7.1 ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES, PETROQUÍMICOS Y PRODUCTOS INDUSTRIALES

7.1.1 COMBUSTIBLES

En el 2008 las ventas totales de la gasolina motor regular se vieron afectadas en un 7% por la disminución de la movilidad vehicular ocasionada por restricciones vehiculares, derrumbes y cierres de vías generados por el estado de las carreteras y el invierno (47% de las vías afectadas en el segundo semestre del 2008). Igualmente, el consumo de gasolina motor se vio impactado por la elasticidad que tiene al aumento de precios, evento que se presentó en los primeros tres trimestres del año. Así mismo para las ventas de la gasolina extra durante el año 2008 continuó la tendencia de caída de consumo, esta disminución está principalmente asociada a la alta elasticidad precio-demanda.

Además, los importadores de vehículos introdujeron en el mercado vehículos a diesel de alta gama que desplazaron la participación del mercado de usuarios de gasolina extra.

En cuanto al diesel, se observa una estabilidad frente al consumo en el 2008. La primera mitad del año mostró un comportamiento positivo, sin embargo, las ventas a transportadores de carga se afectaron en el último trimestre por el paro de corteros de caña. Adicionalmente, a pesar de que en ciertos sectores se ganó mercado (ejemplo vehículos particulares a diesel), la recesión económica del último trimestre del año, que generó una caída del 13% en la actividad industrial, afectó las ventas de este producto.

Por otra parte, se presentó una disminución en las ventas de Jet en el mercado nacional ocasionada por el comportamiento del último trimestre del año, donde el precio de la competencia a nivel regional fue más competitivo frente al nacional, principalmente por la caída del precio del barril y el ajuste semanal de los precios que realizan los competidores frente a la variación mensual del precio nacional.

7.1.2 PETROQUÍMICOS

Los ingresos por ventas de petroquímicos en 2008 ascendieron a \$571 millones, \$16 millones por encima de la meta anual. En términos de volumen, la meta trazada para todo el rubro petroquímico (2.332 KBL) no se alcanzó por inconvenientes logísticos y operativos de propileno. Pese a lo anterior, se destacó la gestión en disolventes aromáticos y en polietileno.

En el caso de los disolventes, dos actividades merecen ser destacadas: las exportaciones de plattformado que representaron ingresos adicionales por \$3,8 millones y la importación de xileno de emergencia realizada en el mes de noviembre, que evitó el incumplimiento de las obligaciones contraídas con los clientes cuando la planta de aromáticos presentó fallas técnicas.

7.1.3 INDUSTRIALES

La comercialización de productos industriales enfrentó un año bastante difícil. La disminución en el ritmo de economía nacional, la fuerte y duradera temporada invernal y la crisis financiera mundial, revirtieron sustancialmente la tendencia de los mercados del negro de humo, parafinas y asfalto, productos que representan el 76% en volumen de la canasta de industriales.

A pesar de las dificultades, el grupo de productos industriales en términos de volumen e ingresos sobrepasaron la meta anual. Se vendieron 4.805 KBL y se percibieron \$819 millones. Este cumplimiento se explica por las ventas de nuevos productos que no habían sido presupuestados. La recuperación de corrientes y la comercialización del asfalto para usos distintos a los tradicionales, permitieron mitigar el déficit anual en volumen de ventas.

Es necesario resaltar el buen desempeño obtenido en los disolventes alifáticos y bases lubricantes, líneas que lograron, pese al deterioro de la actividad del sector industrial, cumplimientos del 100% y 111% en volumen, 108% y 111% en ingresos, respectivamente. En el mismo sentido, se hace necesario explicar el bajo cumplimiento en parafinas, asfalto y arotar.

En parafinas, el bajo desempeño fue producto de la contracción de la demanda afectada por los altos precios del industrial. En el caso del asfalto, el bajo nivel de ventas fue causado por las demoras del Gobierno Nacional en la adjudicación de obras y en los pagos de las que ya habían sido adjudicadas y por la fuerte temporada invernal vivida en el 2008. Por último, el arotar presentó problemas durante el segundo semestre debido a que su único cliente, Cabot, sufrió un revés a tal punto que en diciembre las ventas de este industrial fueron nulas.

7.2 AVANCE DE OTROS PROYECTOS

En lo corrido del año, se implementó un nuevo sistema para la administración de entregas de productos petroquímicos e industriales suministrados en Barrancabermeja. Se actualizó y unificó la plataforma tecnológica para ofrecer información en tiempo real y simplificar el proceso para la entrega y toma de pedidos. Esto generó aumentos significativos en la eficiencia, pasando de un promedio de 92 vehículos diarios entre enero y julio, a 103 en septiembre.

Por otro lado, en el último semestre de 2008 se incrementaron las entregas de propileno a Propilco en un 25%, permitiendo mayores ingresos para ECOPETROL y menores costos de materia prima para Propilco. ECOPETROL realizó negociaciones e implementó acciones direccionadas al incremento de la capacidad de transporte (marítimo y fluvial) del propileno desde la Refinería de Barrancabermeja hasta Propilco. Adicionalmente, sancionó proyectos de infraestructura que permitirán movilizar 30 KBD de productos refinados, incrementando las entregas de propileno en el largo plazo.

7.3 GAS NATURAL

Durante 2008 se logró la mayor demanda promedio de gas natural en nuestra historia, al alcanzar 906,3 giga BTU por día (GBTUD), cifra que incluye las exportaciones a Venezuela, que iniciaron en forma continua a comienzos del año y representaron 146,9 GBTUD en promedio. En cuanto a ventas a terceros, ECOPETROL siguió siendo líder con ventas promedio de 499 GBTUD, comparadas con 432 en 2007.

Tanto en demanda como en ventas, los resultados estuvieron aproximadamente un 5% por encima de los presupuestos. Se destaca el continuo crecimiento de vehículos convertidos, 45.480 en 2008, para un total de más de 280 mil en todo el país.

En relación con la infraestructura de transporte, se firmó el acuerdo con TGI que viabilizó la ampliación de capacidad del gasoducto Ballena - Barrancabermeja de 190 MPCD a cerca de 240 MPCD, y entrará en funcionamiento en el primer semestre de 2010.

8 TEMAS REGULATORIOS Y LEGALES

8.1 POLÍTICA DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

En concordancia con lo señalado por el Gobierno Nacional en el documento base del Plan Nacional de Desarrollo (Ley 1151 de 2007), durante los años 2007 y 2008, el Gobierno Nacional avanzó en el proceso de desmonte de los subsidios implícitos a los combustibles líquidos (gasolina corriente y ACPM), con el propósito de incentivar la competencia y la inversión en la industria de refinación e importación de estos combustibles, lo cual permitirá asegurar el abastecimiento de dichos energéticos en el mediano plazo.

En dicho sentido, con el fin de mitigar el impacto del proceso de ajuste de precios, se definieron sendas de desmonte de los subsidios implícitos que no irían más allá de junio de 2010 para la gasolina y de diciembre de 2011 para el diesel¹, tomando como referencia la diferencia entre el ingreso al productor nacional y los precios spot de los señalados productos en el mercado internacional, lo que quiere decir que nunca el precio interno de nuestros combustibles llegó a los niveles que alcanzaron los precios internacionales, tal es así que para agosto de 2008 los precios alcanzaban apenas el 72,9% de su costo de oportunidad en el caso de la gasolina y del 57,2% en el caso del ACPM.

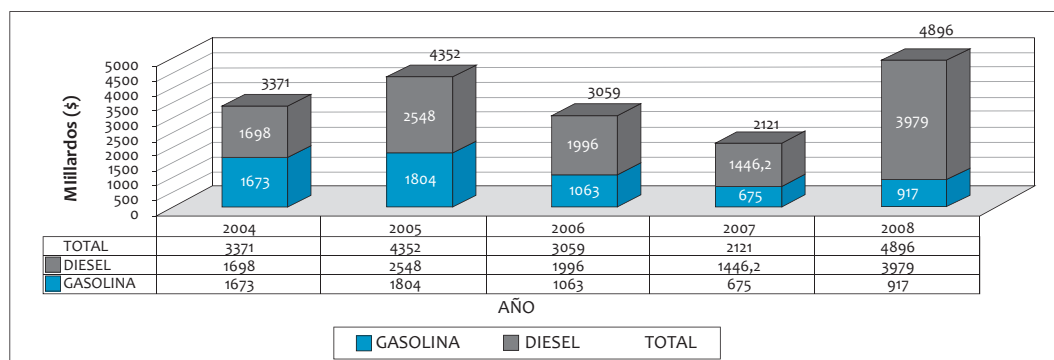
De igual forma, para el mes de octubre de 2008, la situación no era muy diferente, dado que nuestros precios llegaban apenas al 74,8% de su costo de oportunidad para la gasolina y del 66% para el caso del ACPM. Lo anterior, ratifica el hecho de que no obstante la caída de los precios internacionales y dado que el país jamás alcanzó los precios de referencia, no era lógico que nuestros precios internos cayeran en la misma proporción. Por así decirlo, lo que ha sucedido es que los precios se encontraron el camino de lograr el desmonte de los subsidios.

Por ello, la medida de mitigar el impacto sobre los consumidores finales y reducir los aumentos de precios, ha generado que el país asuma un acumulado de los subsidios para el año 2008 cercano a los 4,9 billones de pesos, dineros que el Estado invierte en beneficio de todos los colombianos y con el fin de minimizar el efecto de los combustibles sobre todos los eslabones productivos.

Es importante recordar, que la cifra presupuestada para dicho rubro en el presupuesto del presente año, está destinada a cubrir los subsidios causados durante el año 2008, dado que por los importantes incrementos de precios durante el año 2008, el rubro destinado en el presupuesto del año 2008 fue insuficiente para cubrir los subsidios causados y apenas alcanzó para cumplir con obligaciones pendientes de los meses de noviembre y diciembre del año 2007.

¹ Dichas fechas de desmonte fueron definidas durante el mes de mayo de 2008, dado el comportamiento al alza y los niveles más altos de la historia que venían presentando los precios internacionales del petróleo y sus derivados. Las fechas anteriores de desmonte eran junio del año 2009 para la gasolina motor corriente y junio del año 2010 para el ACPM.

GRÁFICA 25. CUANTIFICACIÓN SUBSIDIOS GASOLINA Y DIESEL 1998 A MAYO 2009



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

Uno de los elementos de la política de Gobierno Nacional ha sido intentar mitigar al máximo la volatilidad de los precios internos y para ello creó, a través del artículo 69 de la Ley 1151 de 2007, el Fondo de Estabilización de Precios, fondo que se nutre de la transferencia de parte de los recursos ahorrados por ECOPEPETROL S.A. en el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, para lo cual se tuvo un fondeo inicial de US\$170 millones de dólares, de aportes del Presupuesto General de la Nación y de los consumidores en escenarios de precios bajos, que permitan afrontar las escaladas alcistas que se presenten tanto en los precios internacionales del crudo y sus derivados, como en la tasa de cambio.

De acuerdo con lo anterior, la actual política de precios, en la cual se reconoce que nuestro precio interno está por encima de los costos de oportunidad del producto, permitirá ahorrar recursos en el señalado Fondo, el cual fue reglamentado a través del Decreto 4839 del 24 de diciembre de 2008 y que empezó a operar a partir del 1º de enero del año 2009. Dichos recursos, son dineros de los colombianos que estarán destinados a mitigar la volatilidad de los precios internacionales, tal como sucedió en el año 2008 y cubrir un rubro que es insostenible con aportes exclusivos del presupuesto nacional, dado que va en contravía de las demás políticas de inversión social del Estado colombiano.

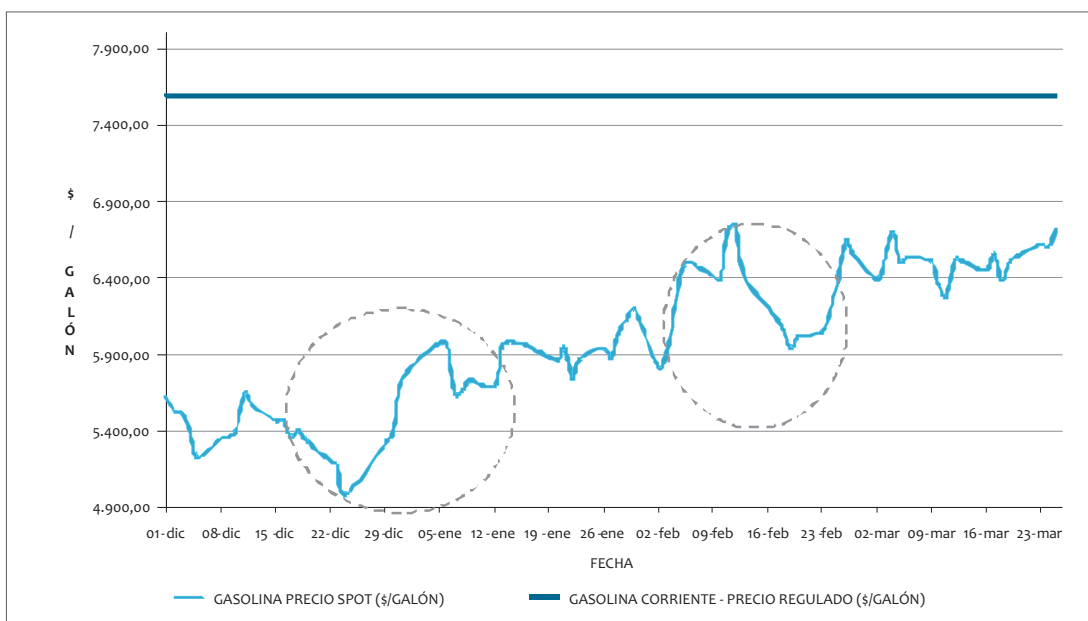
Es por ello, que el Gobierno decidió congelar entre los meses de enero y abril los precios internos de la gasolina y el ACPM, de tal forma que se facilitara la operatividad y sostenibilidad al referido Fondo, en beneficio de todos los colombianos, que no pueden estar sometidos al vaivén de los precios del crudo y que buscan la mayor estabilidad posible en un insumo tan importante como lo es el combustible.

Es un ahorro que hacen los colombianos para momentos críticos o de coyunturas como las que se han presentado en los últimos años. De otro lado, en aras de la señalada estabilidad, a través de dicho Fondo se ha venido asumiendo la variación de otras variables durante al año, tales como las tarifas de transporte por poliductos y por carrotaques, los aumentos anuales del impuesto global y las variaciones por efectos de la tasa de cambio en los márgenes de comercialización.

Ahora bien, en las gráficas se muestra claramente la volatilidad que hubieran tenido los precios internos de la gasolina y el ACPM si se hubiera tomado la decisión simplista y poco responsable de liberar los precios internos de nuestros combustibles.



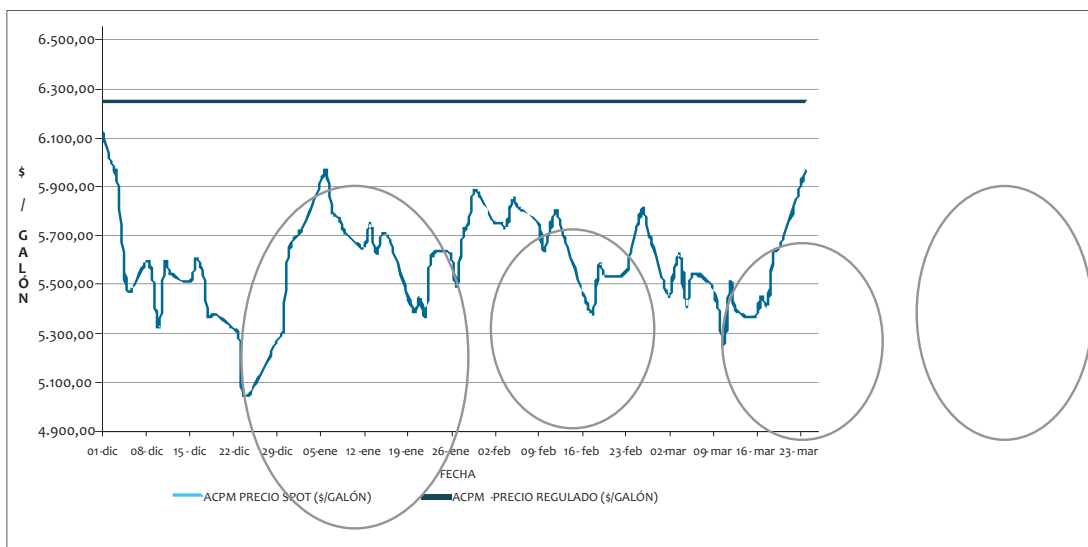
GRÁFICA 26. PRECIOS DE LA GASOLINA



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

De igual forma, en el caso del ACPM, combustible que afecta principalmente al sector de transporte e industrial del país, la volatilidad hubiera sido mayor, con variaciones que oscilarían entre los \$700 pesos y los \$2.000 pesos por semana y con un aumento global similar a la reducción que se hubiera dado, tal como se muestra al comparar los precios spot al 1º de diciembre de 2008 vs los precios que se tendrían a hoy. Lo anterior, en cifras permite ratificar que es una política responsable la que se ha venido asumiendo de mantener los precios internos de los combustibles estables y controlar al máximo la volatilidad de los mismos.

GRÁFICA 27. PRECIOS DEL DIESEL



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Adicionalmente, es importante señalar que una fuerte caída en los precios internos de los combustibles no necesariamente se convierte en menores costos para los consumidores finales de bienes y servicios y más

tratándose de mercados con precios libres, por cuanto es muy común que ciertos sectores productivos atrapen parte importante de la renta que se genera por dicha disminución. Con seguridad, en el momento que el combustible suba nuevamente, como viene sucediendo a nivel internacional, de inmediato este efecto sí se vería reflejado en los costos de la canasta de precios al consumidor y de la mano, importantes efectos inflacionarios.

No obstante lo anterior, dado que los precios internacionales del petróleo durante el mes de abril no continuaron su tendencia al alza, el Gobierno Nacional decidió decretar a partir del 1° de mayo una reducción de \$400 pesos por galón, tanto para la gasolina motor corriente como para el ACPM, de tal forma que de presentarse un nuevo crecimiento en el precio internacional de los hidrocarburos y sus derivados, como sucedió en lo corrido del mes de mayo, se podría mitigar en lo que resta del año 2008 al máximo la volatilidad de los precios internacionales de los hidrocarburos y sus derivados y de la tasa de cambio y se le dan señales claras de estabilidad a los consumidores finales de los combustibles, utilizando para ello los recursos ahorrados en el Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles, FEPC.

El Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles, FEPC, al igual que cualquier fondo de ahorro y estabilización y en concordancia con lo señalado en la reglamentación del mismo (Decreto 4839 de 2008), tiene como una de sus fuentes, los recursos provenientes de los giros efectuados por los refinadores y/o importadores de los recursos generados en virtud de su posición neta trimestral, recursos que son de los colombianos y que serán invertidos para atender futuras coyunturas de precios, como las que se han venido teniendo en los últimos años.

Esta situación se viene reforzando con la tendencia al alza que vienen presentando el comportamiento de los precios internos del petróleo y sus derivados en el mes de mayo y muy seguramente superaran los US\$60 dólares por barril antes de finalizar el presente semestre, que sumado a la fuerte devaluación que ha venido presentando la tasa de cambio, indican que es responsable con los colombianos mantener dicha política de estabilidad.

Es importante anotar que al primer trimestre del año en curso, el Fondo recibió un ahorro de \$427 mil millones de pesos², discriminados en \$178 mil millones del mes de enero, 141 mil millones del mes de febrero y \$108 mil millones del mes de marzo que se suman a los \$400 mil millones de Fondo iniciales del mismo, a través de parte de los recursos que tenía ECOPETROL S.A. ahorrados en el FAEP, para un total de \$827 mil millones de pesos aproximadamente. De igual forma, para el mes de abril del año 2009, el ahorro en el Fondo se estima en la suma de \$86 mil millones de pesos.

En el mismo sentido, de acuerdo con lo señalado en el artículo 11° del Decreto 4839 de 2008, el Comité Directivo de Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, está conformado por:

El Ministro de Hacienda y Crédito Público o su delegado.

El Ministro de Minas y Energía o su delegado.

El Viceministro Técnico del Ministerio de Hacienda y Crédito Público o su delegado.

El Director de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía o su delegado.

El Director de Crédito Público y Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público o su delegado.

La presidencia del Comité Directivo del Fondo de Estabilización del Precio de los Combustibles será ejercida por el Ministro de Hacienda y Crédito Público o su delegado.

8.2 FUNCIONES DEL COMITÉ DIRECTIVO DEL FONDO DE ESTABILIZACIÓN DEL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES

El Comité Directivo del Fondo de Estabilización del Precio de los Combustibles se encargará de definir el marco operacional interno requerido para cumplir con las expectativas propuestas al interior de la Ley 1151 de 2007 y el Decreto 4839 de 2008:

² De acuerdo con lo establecido en el artículo 9° del Decreto 4839 de 2008, en el evento en que la Posición Neta Trimestral de cada refinador y/o importador sea negativa, es decir a favor del Fondo, los mismos girarán en pesos con destino al Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, FEPC, el valor correspondiente y en una cuenta especial que sobre el particular abrió el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

1. Señalar la manera como se realizará la administración interna del portafolio de inversiones, dentro de las políticas y lineamientos de inversión determinadas por el Comité.
2. Determinar los procedimientos para la administración de los recursos provenientes de los ahorros efectuados por ECOPETROL S. A. en el FAEP, de acuerdo con el artículo 131 de la Ley 1151 de 2007, los que vengan de los rendimientos de los recursos que conformen el Fondo, los de los giros efectuados por los refinadores y/o importadores de los recursos generados en virtud de su posición neta trimestral y los recursos asignados por el Presupuesto General de la Nación, en virtud del artículo 60 de la Ley 1151 de 2007.
3. Definir el tamaño del capital de trabajo y el capital de inversión en función de las necesidades de liquidez inmediata estimadas.
4. Determinar los procedimientos para evaluar el desempeño de los diferentes mandatos internos y externos y evaluar con base en éste la gestión de los administradores.
5. Los demás asuntos que señalen los miembros del Comité Directivo del Fondo de Estabilización del Precio de los Combustibles.

Finalmente, en las tablas siguientes se presenta la estructura actual de los precios internos, teniendo en cuenta los costos de oportunidad y los precios de estabilidad bajo los criterios indicados, tanto para la gasolina corriente como para el ACPM:

TABLA 15. ESTRUCTURA DE PRECIOS GASOLINA CORRIENTE

TRM (MAYO 15)		2.251,53
GASOLINA CORRIENTE	PARIDAD EXPORTACIÓN - PRECIO ACTUAL	PARIDAD EXPORTACIÓN - PRECIO SPOT
Precio Golfo (US\$/GALÓN)	1,62	1,58
Precio Golfo (US\$/BARRIL)	68,05	66,33
Precio Golfo (\$/GALÓN)	3.647,8	3.556,1
FLETE (US\$/GALÓN)	0,03435	0,03435
FLETE (\$/GALÓN)	77,33	77,33
SEGUROS		
INSPECCIÓN		
ARANCEL		
TARIFA POZOS - BARRAN	55,22	55,22
TIMBRE		
Ingreso al Productor	3.515,25	3.423,52
Iva	562,44	562,44
Impuesto Global	740,42	740,42
Marcación	5,10	5,10
Tarifa de transporte	309,36	309,36
Precio al mayorista	5.132,57	5.040,84
Margen mayorista	317,73	317,73
Sobretasa	1.297,91	1.297,91
Precio al minorista	6.748,21	6.656,48
Margen minorista	404,04	404,04
Evaporación	28,58	20,16
Transporte local	12,35	11,26
PRECIO AL PÚBLICO	7.193,18	7.091,94
DIFERENCIA (\$/ GALÓN)		101,24

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

TABLA 16. ESTRUCTURA DE PRECIOS ACPM

TRM (MAYO 15)		2.251,53	
ACPM	PARIDAD EXPORTACIÓN - PRECIO ACTUAL	PARIDAD IMPORTACIÓN - PRECIO SPOT	PARIDAD EXPORTACIÓN - PRECIO SPOT
Precio Golfo (US\$/GALÓN)	1,554	1,75	1,45
Precio Golfo (US\$/BARRIL)	65,25	73,47	60,93
Precio Golfo (\$/GALÓN)	3.498,1	3.938,3	3.266,3
FLETE (US\$/GALÓN)		0,039133	
FLETE (\$/GALÓN)		88,11	
SEGUROS		1,52	
INSPECCIÓN		0,64	
ARANCEL		402,80	
TARIFA POZOS - BARRAN	55,22	55,22	55,22
TIMBRE		59,07	
Ingreso al Productor	3.442,84	4.620,94	3.211,08

Iva	550,85	550,85	550,85
Impuesto Global	490,74	490,74	490,74
Marcación	3,50	3,50	3,50
Tarifa de transporte	309,36	309,36	309,36
Precio al mayorista	4.797,29	5.975,39	4.565,52
Margen mayorista	334,46	334,46	334,46
Precio al minorista	5.131,75	6.309,85	4.899,98
Margen minorista	404,04	404,04	404,04
Transporte local	12,35	11,72	11,72
Precio sin Sobretasa	5.548,14	6.725,61	5.315,74
Sobretasa	301,48	301,48	301,48
PVP + Sobretasa	5.849,62	7.027,09	5.617,22
PRECIO PONDERADO			5.943,72
DIFERENCIA (\$/ GALÓN)	232,39	-1.177,47	-94,10

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

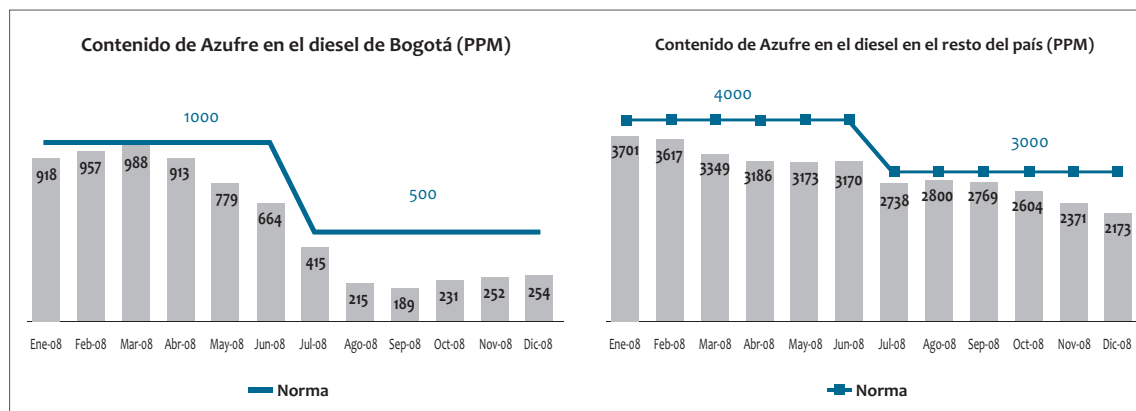
8.3 MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE LOS COMBUSTIBLES

Dentro de la Política de Responsabilidad el Gobierno Nacional a través de ECOPETROL continuó en el año 2008 con la estrategia integral para mejorar la calidad de los combustibles que distribuye en el país.

Uno de los principales componentes de la estrategia, es la disminución del contenido de azufre en los combustibles, especialmente en el diesel que se utiliza en el sistema de transporte, tanto de carga como de pasajeros. A partir del primero de julio de 2008 ECOPETROL distribuyó diesel con menos contenido de azufre en todo el territorio nacional.

En Bogotá la reducción fue del 50%, al pasar de mil partes por millón (ppm) a máximo 500. Para el resto del país la reducción fue del 25%, al pasar de 4 mil ppm a máximo 3 mil al finalizar el año. Para lograr la reducción del contenido de azufre, ECOPETROL importó en el segundo semestre de 2008 cerca de 16.628 barriles por día de diesel con bajo contenido de azufre, por US\$327 millones.

GRÁFICA 28. CONTENIDO DE AZUFRE EN EL DIESEL DEL PAÍS



Fuente: ECOPETROL S.A.

Las metas principales sobre el particular, están definidas en las resoluciones 182087 de 17 de diciembre de 2007 para el diesel y en la 181180 del 21 de junio de 2006 para las gasolinas, la cual se anexa, y cuyos objetivos principales son los siguientes en cuanto a contenidos de azufre.

TABLA 17. METAS CALIDAD DE COMBUSTIBLES

PRODUCTO	ANTES DE 2006	1 DE JULIO DE 2007	1 DE JULIO DE 2008	1 DE ENERO DE 2009	1 DE ENERO DE 2010	1 DE ENERO DE 2011	1 DE ENERO DE 2013
GASOLINA	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	300	300
ACPM BOGOTA	1.200	1.000	500	500	50	50	50
ACPM RESTO DEL PAÍS	4.500	4.000	3.000	2.500	500	500	50

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

NOTA: Desde el 1 de enero del año 2010 se garantiza diesel de 50 ppm para todos los sistemas de transporte masivo del país.

9 BIOCOMBUSTIBLES

La producción y masificación del uso de los biocombustibles tiene varios objetivos y se fundamenta en la necesidad de garantizar el abastecimiento energético de los países, disminuir su dependencia de los combustibles fósiles, adicional a los beneficios sociales, ambientales y económicos que se pueden obtener con la generación de empleos permanentes, el fortalecimiento del sector agrícola y de las economías regionales, el desarrollo agroindustrial, el mejoramiento de la calidad del aire que respiramos y la sustitución de cultivos ilícitos, entre otros.

Para el caso colombiano, adicional al deterioro ambiental que se percibe en las grandes ciudades, por la excesiva contaminación generada por las fuentes fijas y móviles, existen consideraciones estrechamente vinculadas con la seguridad y sostenibilidad energética nacional, así como la generación de una verdadera revolución social en materia de empleo y desarrollo rural bajo esta política.

Sin perder el enfoque global que buscamos en el mediano y largo plazo, gracias al marco legal, regulatorio, tributario, técnico, de precios, de logística y de calidad de productos expedido por el Gobierno Nacional, dentro del sendero de los combustibles renovables, Colombia se consolida como un jugador importante en el continente.

Desde el 2005, el país incursiona en la producción de etanol a base de caña de azúcar, donde el Valle del Cauca en la zona Sur Occidente, que hoy cuenta con cinco destilerías en producción con una capacidad de producción de un 1 millón de litros por día, se ha convertido en el pilar y soporte fundamental de este proceso. Lo anterior, sin contar con otros proyectos en proceso de evaluación que incluyen otras materias primas a utilizar sobre el particular.

TABLA 18. PLANTAS DE ETANOL EN FUNCIONAMIENTO

No.	Región	Inversorista	Capacidad Instalada (Lts/día)	Absorción Azúcar Crudo (Ton/año)	Área Sembrada (ha)	Empleos Directos
1	Miranda, Cauca	Incauca	300.000	97.690	10.681	1.941
2	Palmira, Valle	Providencia	200.000	65.126	6.986	1.294
3	Palmira, Valle	Manuelita	250.000	81.408	8.984	1.617
4	Candelaria, Valle	Mayagüez	150.000	48.845	5.290	970
5	La Virginia, Risaralda	Risaralda	100.000	32.563	3.493	647
Total en Producción			1.000.000	325.632	35.434	6.469

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

TABLA 19. PROYECTOS PLANTAS DE ETANOL

EMPRESA	REGION	CAP (l/día)	MATERIA PRIMA	AÑO
PETROTESTING	Puerto López, Meta	20.000	Yuca	2010
MAYAGUEZ	Candelaria, Valle	100.000	Caña	2009 - Finales
MANUELITA	Palmira, Valle	50.000	Caña	2009 - Marzo
BIONERGY	Puerto López - Puerto Gaitán, Meta	300.000	Caña	Mayo 2011
MAQUILTEC	Tuta, Boyacá	300.000	Remolacha	2011
ALCOLOMBIA S.A	Puerto Gaitán, Meta	100.000	Caña	2011
ACQ	Valle del Río La Vieja, Quindío	150.000	Caña	2010
TOTAL		1.120.000		

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Hoy, 21 departamentos o el 80 por ciento de la demanda nacional, la cual es equivalente a los 69.000 barriles por día de gasolinas, consumen una mezcla de gasolina con el 10 por ciento de este combustible, con el objetivo de llegar al 100% del territorio nacional en el año 2010 y más aún, una vez desarrollada una mayor oferta nacional, la posibilidad de que a partir del año 2012 se busque incrementar hasta un 20% en promedio el consumo de alcohol carburante en mezcla con las gasolinas, para lo cual se ha venido trabajando intensamente en cerrar la brecha tecnológica que dicho reto impone.

Lo anterior, sin contar con el desarrollo de una nueva regulación técnica y económica a nivel de la industria de los combustibles y de los biocombustibles, que permita el uso de vehículos flexibles en el país a partir del referido año y que le de señales claras al sector automotriz para que pueda alcanzar y cumplirle al país con el reto propuesto. Al respecto, el Gobierno Nacional expidió un decreto reglamentario con las metas de incorporación de vehículos flex fuel para la oferta nacional en los próximos años.

Por otro lado, una mezcla del 5% de biodiesel con diesel de origen fósil empezó a consumirse en la Costa Atlántica desde el mes de enero del año 2008, en octubre pasado en el Magdalena Medio Colombiano y desde marzo de este año en todo el Sur Occidente Colombiano.

A mediados de abril se inició la mezcla en el departamento de Antioquia, hoy se distribuye la mezcla en 22 departamentos de nuestra geografía, y de acuerdo con el cronograma actual de avance de construcción de las plantas de biodiesel, cuatro plantas en producción y tres en proceso de montaje, a más tardar en julio en el centro del país y los Llanos Orientales, con lo cual Colombia sería el primer país en toda la región latinoamericana en lograr que su demanda de diesel tenga una mezcla del 5% de biodiesel, es decir cerca de 5.000 barriles por día de biodiesel se estarán utilizando en mezcla con la demanda nacional de dicho producto, la cual hoy se acerca a los 100.000 barriles por día.

TABLA 20. PLANTAS DE BODIESEL

No.	Región	Inversionista	Producción (Ton/año)	Producción (Lts/día)	Inversión (US\$MM)	Área Requerida (ha)	Empleos	Fecha Operación
1	Norte (Codazi, Cesar)	Oleoflores S.A.	50.000	168.719	11	11.111	3.000	Nov - 07
2	Norte (Santa Marta)	Odin Energy Santa Marta Corp.	36.000	121.477	12	8.000	2.160	Agosto - 08
3	Norte (Santa Marta)	Biocombustibles Sostenibles del Caribe S.A.	100.000	337.437	18	22.222	6.000	Abril - 09
4	Oriental (Facatativá)	Bio D S.A.	100.000	337.437	41	22.222	6.000	Mar - 09
5	Central (Barrancabermeja)	Ecodiesel de Colombia S.A.	100.000	337.437	35	22.222	6.000	Dic - 09
6	Oriental (Carlos de Guaroa, Meta)	Aceites Manuelita S.A.	100.000	337.437	42	22.222	6.000	Mayo - 09
7	Norte (Santa Martha)	Clean Energy	30.000	116.000	12	7.000	1.800	May - 09
TOTAL			516.000	1.755.944	171	114.999	30.960	

Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Al igual que con el alcohol, el país espera incrementar al 10% el porcentaje de mezcla de diesel en el año 2010, lo cual implicará un escalón intermedio del 7% entre los meses de mayo y septiembre del presente año, para lo cual en la Costa Atlántica en el mes de junio se empezará con dicha mezcla.

De igual forma, se continúan desarrollando los estudios técnicos que permitan analizar la entrada de porcentajes de mezcla superiores, estudios que involucran el uso de porcentajes de mezcla hasta de un 50% y en pruebas de larga duración y cuyos resultados muestran hoy que dichos porcentajes serían viables sin afectar la vida útil, los rendimientos y el desempeño de los motores. Ahora bien, de acuerdo con lo señalado esta iniciativa se convierte tal vez, en la actividad más importante del desarrollo agroindustrial del país para los próximos años.

La meta es no solo alcanzar los objetivos para el mercado interno, sino avanzar a un programa con visión global. Convertir en 20 años tres millones de hectáreas que hoy se destinan a pastos para ganadería extensiva, a la producción de etanol y biodiesel a partir de caña de azúcar y de aceite de palma, que sin lugar a dudas, por sus excelentes cifras en materia de eficiencia energética, rendimientos en producción y generación de empleo, son las materias primas reinas para llevar a cabo la expansión del proyecto de biocombustibles en el país. Con esto, se crearían cerca de un millón de empleos y resurgiría el campo como una fuente de estabilidad laboral y progreso.

Es claro que éste es un reto histórico, el cual compromete al sector privado y público en conjunto, ya que se tiene no solo que contar con una política energética y agroindustrial, sino también con el desarrollo de infraestructura, capacitación y seguridad. Es un esfuerzo que se justifica en la medida que se aborde buscando avanzar más allá de nuestras fronteras y no simplemente depender de nuestro reducido mercado local y de las protecciones que los gobiernos de turno les puedan otorgar a los diferentes inversionistas.

En este sentido, se sigue avanzando en fortalecer día a día la estrategia nacional y fortalecer las condiciones de competitividad del país en la materia. Para ello, el 31 de marzo del año 2008, el Consejo Nacional de Política Económica y Social, CONPES, expidió el documento 3510, que establece una política orientada a promover la producción sostenible de biocombustibles en Colombia, aprovechando las oportunidades de desarrollo económico y social que ofrecen los mercados emergentes de los biocombustibles.

De esta manera, se busca expandir los cultivos de biomásas conocidas en el país y diversificar la canasta energética, dentro de un marco de producción eficiente y sostenible económica, social y ambientalmente, que permita competir en el mercado nacional e internacional.

Hay un aspecto adicional que es de particular preocupación y de debate de expertos a todo nivel hoy en el mundo, quienes previenen del peligro que representa inducir la producción masiva no controlada de materias primas con destino a los biocombustibles, en el caso que implique devastar selvas, afectar la seguridad alimentaria y acabar con el equilibrio ambiental.

El Gobierno Nacional ha sido claro en su compromiso de mantener un desarrollo sostenible y sobre todo bajo la filosofía de tener un programa diferenciador a los que se adelantan en otros países, por cuanto el nuestro se basa en un empleo de calidad y con afiliaciones a la seguridad social, a optimización del uso de la tierra y teniendo como prioridad la sostenibilidad alimentaria de los colombianos, sin afectar un solo milímetro cuadrado de nuestras selvas y bosques, las cuales se consideran nuestro principal tesoro.

Es por ello, que el Gobierno Nacional viene avanzando en el desarrollo de un ^a sello de calidad^o para la producción de los biocombustibles, una de las líneas de acción definidas en el referido documento CONPES y especialmente que permita de una vez por todo despejar aquellas nubes que algunas organizaciones internacionales y nacionales han planteado sobre el desarrollo de cultivos en esta materia y que los mismos definitivamente no son fuente de generación de violencia y desplazamiento, sino por el contrario fuentes de calidad de vida, empleo, preservación de nuestra diversidad e impulso del desarrollo de los colombianos.

Para ello, el Gobierno Nacional espera, antes de finalizar el presente año, tener desarrollada la norma técnica sobre el particular, la cual se viene complementando con el desarrollo del programa de vías para la competitividad, la ejecución de estudios asociados al ciclo de vida de la producción de biocombustibles a partir de la palma de aceite y la caña de azúcar en diferentes zonas del país y estudios de detalle sobre las áreas aptas para el desarrollo de tales cultivos a lo largo del territorio nacional.

En el mismo sentido, ECOPELROL avanzó en su incursión al mercado de los biocombustibles en Colombia como parte de su estrategia de expansión y crecimiento, a través de la empresa Ecodiesel Colombia S.A., en donde ECOPELROL participa en un 50%, continuó con el desarrollo del proyecto de construcción y montaje de una planta de 100 mil toneladas por año de biodiesel, que entrará en operación comercial en 2009. Esta planta se encuentra ubicada en zona franca en Barrancabermeja, según declaración del mes de junio de 2008.

Durante el primer trimestre de 2009 se continuó con la construcción de la planta de Biodiesel y se obtuvo la autorización del Ministerio de Minas y Energía para el transporte de B2 por poliductos. Adicionalmente, se avanzó en las interconexiones en OSBL y en el interconnecting con la refinería.

Por otra parte, durante 2008, a través de una de sus filiales, ECOPELROL adquirió una participación de 79,14% en la compañía Bioenergy S.A., con el objetivo de desarrollar un proyecto de producción de alcohol carburante en los Llanos Orientales e ingresar en la producción de etanol. El proyecto consiste en la construcción de una planta con capacidad de 330 mil litros por día (cerca de 2 mil barriles diarios) de alcohol carburante producido a partir de la caña de azúcar, para la cual requerirá del cultivo de 11 mil hectáreas de caña y una inversión estimada de US\$140 millones.

Durante el primer trimestre de 2009, se avanzó en la planificación para la construcción de la planta de etanol. Se definió la ubicación del presemillero y semillero, se inició la siembra y las pruebas de la Mielera. Se constituyó la subsidiaria Bioenergy Zona Franca S.A. la cual radicó la solicitud de zona franca y se definieron los términos de referencia del plan de tecnología.

Por otra parte, es importante resaltar que ECOPELROL trabajó la definición de su estrategia energética (Optimización, Eficiencia, Confiabilidad y Diversificación), aportando a la organización los siguientes resultados:

- Fueron adjudicados contratos de compra de energía (125 MW promedio año) a ocho comercializadores para los 50 centros de consumo, con una vigencia de cuatro años por valor de US\$700 millones.
- A través del ICP se firmó el convenio Colciencias - ECOPEPETROL para el desarrollo de líneas de investigación en áreas de diversificación energética y gerenciamiento energético por cuatro años.

10 ESTUDIOS Y PROYECTOS ESPECIALES

10.1 ASIGNACIÓN DE VOLÚMENES DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN ZONAS DE FRONTERA EXENTOS DE IVA E IMPUESTO GLOBAL

La política de aplicación de beneficios tributarios a los combustibles distribuidos en las zonas de frontera, se fundamentó en la búsqueda del bienestar de la población de estas regiones y la normal prestación del servicio, promoviendo el consumo de combustibles nacionales. Teniendo en cuenta las posibles implicaciones a nivel de mercado por tener un precio diferencial para los combustibles distribuidos en las zonas de frontera, sus municipios y departamentos vecinos, la misma ley estimó conveniente establecer límites al volumen de combustibles libres de impuestos destinados a estas zonas, limitación materializada a través de cupos asignados por la UPME.

La UPME, en conjunto con el Ministerio de Minas y Energía, ha venido realizando un seguimiento detallado del comportamiento del mercado de combustibles en las zonas de frontera y en el resto del país, con el objetivo de responder adecuadamente a los requerimientos de las regiones y los objetivos propuestos en la Ley 681.

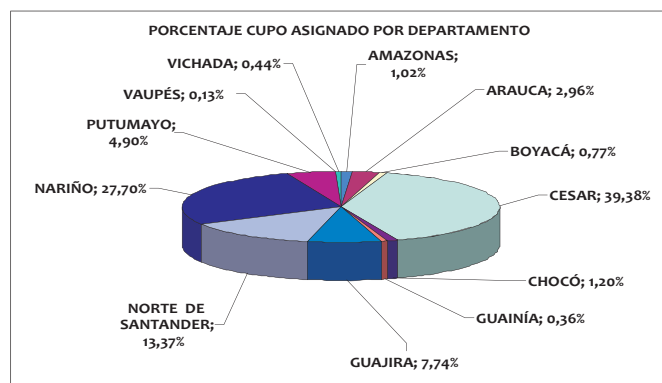
La UPME, dando cumplimiento a lo indicado en el Decreto 2658 de julio 18 de 2008, expedido por el Ministerio de Minas y Energía, procedió a establecer el volumen de combustible exento de impuestos de IVA, Arancel y Global a 167 municipios catalogados como de zonas de frontera y se distribuyó entre 810 EDS.

Mediante las resoluciones 847 a 1009 de octubre 10 de 2008, la UPME fijó los volúmenes máximos de combustibles exentos de IVA, Arancel y Global a 167 municipios en zonas de frontera durante el periodo de octubre de 2008 a 2010. El cupo establecido en octubre 10 de 2008 fue de 25.512.889 galones/mes, distribuidos según la Gráfica 29.

Adicional a lo anterior, esta entidad ha asignado un volumen de combustible exento de IVA, Arancel y Global a 26 EDS adicionales, por una cantidad de 663.625 galones/mes, atendiendo a los requerimientos realizados por parte del Ministerio de Minas y Energía.

En cuanto a grandes consumidores ubicados en zonas de frontera, la Resolución 180219 de febrero 28 de 2005, expedida por el MME, definió los requisitos para acceder a los beneficios tributarios establecidos por ley, y mediante la Resolución 0225 de mayo 16 de 2007, la UPME reglamentó dichos requisitos, para que los Grandes Consumidores ubicados en zonas de frontera sean beneficiados con combustibles líquidos derivados del petróleo exentos de IVA, Arancel y Global.

GRÁFICA 29. PORCENTAJE DE CUPOS DE COMBUSTIBLES POR DEPARTAMENTO



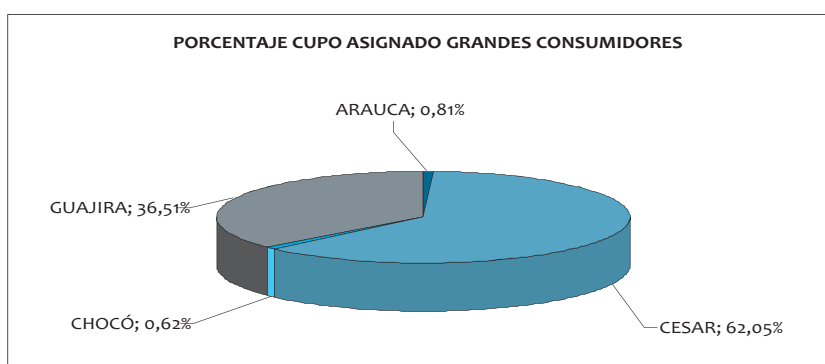
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

Bajo este contexto, la UPME mediante las resoluciones 0189 a 0220 de marzo 02 de 2009, estableció volúmenes exentos de impuestos de IVA, Arancel y Global, por una cantidad total de 21.559.888 galones/mes, los cuales fueron distribuidos como se indica en la Gráfica 30.

Para la asignación de combustible exento de los impuestos de Global y Sobretasa a embarcaciones de bandera colombiana dedicadas a las actividades de pesca y cabotaje, incluidos los remolcadores en las costas colombianas, y el cupo de ACPM utilizado por las embarcaciones de la Armada Nacional, así como las de bandera extranjera dedicadas a la pesca de atún, el Decreto 3802 de octubre 03 de 2007, estableció los requisitos para el establecimiento de cupos de diesel marino. Conforme lo anterior, el MME expidió la Resolución 0179 de marzo 2 de 2009, asignando un cupo total de 15.810.390 galones/mes a 887 embarcaciones.

En cuanto a las empresas acuicultoras y dando cumplimiento al Decreto 3802 de octubre 03 de 2007, se expidieron las resoluciones 0180 a 0188, asignando 214.509 galones/mes a siete empresas dedicadas a la acuicultura.

GRÁFICA 30. PORCENTAJE DE CUPOS ASIGNADOS GRANDES CONSUMIDORES



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

10.2 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN ESTACIONES DE SERVICIO

Con la existencia del esquema de libertad vigilada de precios de los combustibles líquidos derivados del petróleo, la UPME realiza de manera mensual un muestreo de la evolución de los precios en 14 capitales de departamento, donde opera el régimen, con el propósito de hacer un seguimiento al comportamiento de los mismos y su relación con la evolución de los precios internacionales, así como de realizar análisis a la medida de liberalización de los precios de los combustibles.

A continuación se presentan los resultados de manera desagregada haciendo un comparativo anual:

Precios de Referencia Gasolina Motor Corriente

- Incremento del 12,7% para las ciudades de Barranquilla, Bogotá, Bucaramanga, Pereira y Santa Marta.
- Incremento cercano al 12,4% para las ciudades de Medellín y Neiva.
- Incremento del 15,50% para la ciudad de Pasto.
- Incremento del 13,11% para la ciudad de Cali.
- Incremento del 13,60% para la ciudad de Valledupar.
- Incremento cercano al 9,5% para las ciudades de Neiva y Villavicencio.

Precios Promedio Observados de Gasolina Motor Corriente

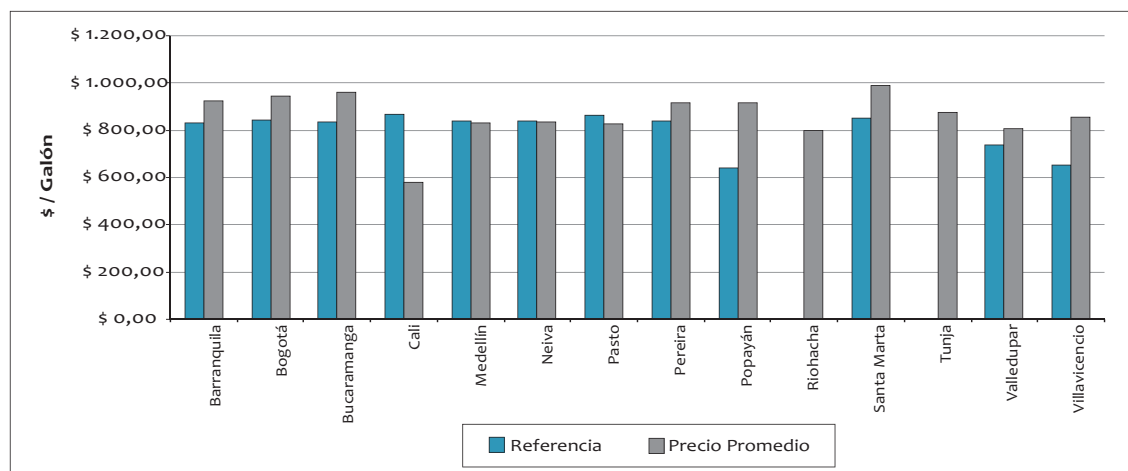
- En todas las ciudades, excepto Cali y Pasto, el incremento porcentual en los precios promedio fue superior al incremento porcentual en el precio de referencia.
- El menor incremento porcentual para la ciudad de Cali obedeció a la intervención del Gobierno durante el mes de diciembre de 2008, con lo cual se le determinó el régimen regulado.
- El mayor incremento porcentual se registró en la ciudad de Riohacha (25%) seguida de la ciudad de Bucaramanga (14,4%).

TABLA 21. PRECIOS NACIONALES DE REFERENCIA GASOLINA MOTOR CORRIENTE

Ciudad	Gasolina Motor Corriente	
	Referencia	Promedio
Barranquilla	12,67%	13,57%
Bogotá	12,68%	14,14%
Bucaramanga	12,86%	14,43%
Cali	13,11%	8,35%
Medellín	12,47%	12,12%
Neiva	12,40%	11,80%
Pasto	15,50%	14,31%
Pereira	12,71%	13,23%
Popayán	9,29%	12,76%
Riohacha		25,00%
Santa Marta	12,94%	14,00%
Tunja		12,98%
Valledupar	13,60%	14,31%
Villavicencio	9,50%	12,14%

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

GRÁFICA 31. INCREMENTO NETO GASOLINA MOTOR CORRIENTE AÑO 2008



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

En lo que respecta al comportamiento del ACPM se tienen los siguientes resultados:

Precios de Referencia ACPM

- Incremento cercano al 14,1% para las ciudades de Barranquilla, Bucaramanga y Cali.
- Incremento cercano al 13,6% para las ciudades de Bogotá, Medellín, Neiva y Pereira.
- Incremento del 17,54% para la ciudad de Pasto.
- Incremento del 12,42% para la ciudad de Popayán.
- Incremento del 14,49% para la ciudad de Santa Marta.
- Incremento del 16,89% para la ciudad de Valledupar.
- Incremento del 12,06% para la ciudad de Villavicencio.

Precios Promedio Observados de ACPM

- En las ciudades de Cali, Neiva y Pasto el incremento porcentual en los precios promedio fue inferior al incremento en el precio de referencia.

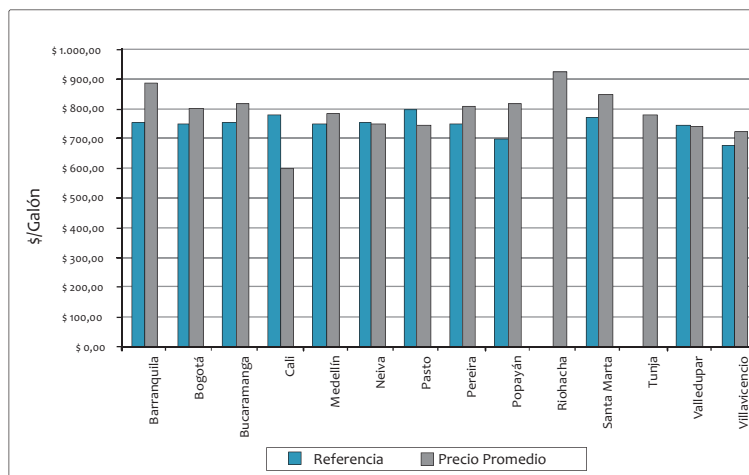
- En las ciudades de Medellín, Pereira, Valledupar y Villavicencio el aumento en términos porcentuales fue similar al incremento en el precio de referencia.
- En el resto de ciudades, el incremento porcentual fue superior al de los precios de referencia.
- El menor incremento porcentual en Cali obedeció a la intervención del Gobierno durante el mes de diciembre de 2008, donde se le determinó el régimen regulado y los resultados finales indican un incremento de 10,47%.
- El menor incremento porcentual en las ciudades de Neiva y Pasto obedece a características propias del mercado.

TABLA 22. PRECIOS NACIONALES DE REFERENCIA ACPM

Ciudad	A C P M	
	Referencia	Promedio
Barranquilla	14,16%	16,56%
Bogotá	13,62%	14,54%
Bucaramanga	14,09%	14,97%
Cali	14,09%	10,47%
Medellín	13,69%	14,05%
Neiva	13,59%	12,79%
Pasto	17,54%	15,60%
Pereira	13,63%	14,13%
Popayán	12,42%	13,74%
Riohacha		30,08%
Santa Marta	14,49%	15,53%
Tunja		13,96%
Valledupar	16,89%	16,29%
Villavicencio	12,06%	12,47%

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

GRÁFICA 32. INCREMENTO NETO ACPM AÑO 2008



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

En síntesis, el nivel de precios del ACPM es inferior al de la gasolina, no obstante, las tasas de crecimiento indicadas de manera mensual superan a la observada en gasolina, tanto en el precio de referencia como en el de venta al público.

10.3 PLAN ENERGÉTICO NACIONAL

Acorde con los planteamientos realizados en el Plan Energético Nacional 2006 - 2025 se realizó un análisis y seguimiento a las propuestas efectuadas encontrando avances relevantes en algunas actividades del upstream.

TABLA 23. AVANCES PLAN ENERGÉTICO NACIONAL - UPSTREAM

PROPUESTAS	RESULTADOS
Asegurar inversiones en exploración y producción.	Existencia de condiciones propicias para atraer capital de riesgo.
Mejoramiento de la prospectividad geológica en áreas de frontera.	Desarrollo de estudios por parte de la ANH en áreas de baja exploración, para calentamiento de áreas y desarrollo de contratos de evaluación técnica.
Mayor actividad de promoción de la ANH en mercados internacionales para la atracción de inversionistas.	Intensa actividad exploratoria, máximos históricos en 2008. Perforación de 100 pozos exploratorios. Búsqueda de reservas en nuevas cuencas potenciales. Baja incorporación de reservas.
Revisión continua del modelo de Contrato E&P.	
Asegurar atención de la demanda interna.	Aumento de producción de petróleo en campos maduros y crudos pesados.
Acelerar el recobro de las reservas existentes.	Mejoramiento de productividad en campos maduros y crudos pesados.
Incorporación de nuevas tecnologías, para optimizar el factor de recobro de campos en producción.	Incremento marginal de reservas, por aplicación de métodos y tecnologías de mejoramiento en campos maduros.
Seguimiento en forma detallada de los escenarios de abastecimiento definidos en 2006 por ANH.	Comparación de los resultados en términos de comparación de reservas adicionales y propuestas de hallazgos.

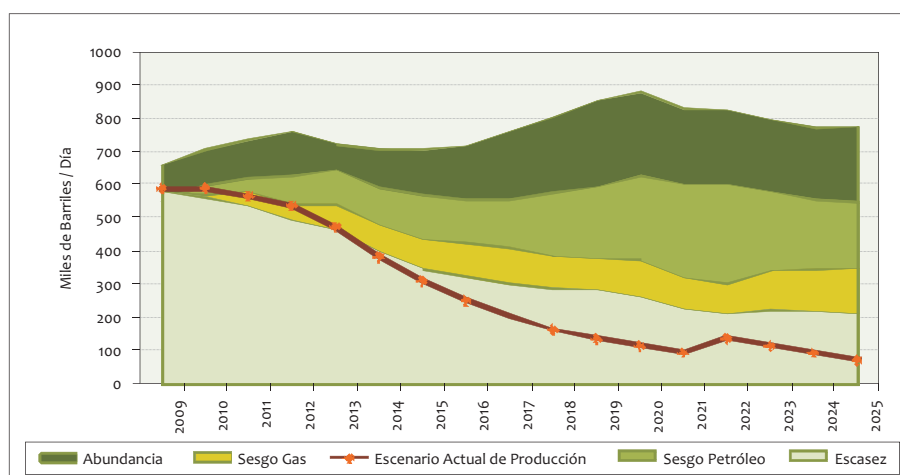
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

Acorde con el seguimiento de los escenarios de abastecimiento es necesario señalar que, según las estimaciones de la ANH, existen cuatro escenarios posibles de producción de petróleo basados en igual número de escenarios de incorporación de reservas por cuatro vías así: nuevos descubrimientos, nuevos desarrollos, recuperación mejorada y las reservas actuales.

Los cuatro escenarios de incorporación de reservas denominados Abundancia, Sesgo Petróleo, Sesgo Gas y Escasez, suponen adición de reservas en el periodo 2006 - 2025 de 6.800 millones de barriles, 5.116 millones, 3.378 millones y 2.377 millones de barriles de petróleo respectivamente. Cada uno de estos escenarios tiene asociado un perfil de producción, cuyos resultados son presentados en la Gráfica 33.

De tal manera que en el mediano y largo plazo, en función del éxito exploratorio, podremos pasar de un escenario pesimista como el de la curva asociada a la producción actual sin incorporar reservas adicionales, que se muestra en la gráfica, hasta el más optimista como es el de 'Abundancia' con el que podríamos aumentar considerablemente las exportaciones.

GRÁFICA 33. ESCENARIOS DE OFERTA DE PETRÓLEO



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

En cuanto al Downstream, las propuestas y logros son los siguientes:

TABLA 24. AVANCES PLAN ENERGÉTICO NACIONAL - DOWNSTREAM

PROPUESTAS	RESULTADOS
Adecuación de los esquemas de operación de las refinerías para orientarlos hacia procesos de alta conversión, tendencia hacia los destilados medios y menores ofertas de gasolinas.	Se adelanta el proyecto de expansión y adecuación de la Refinería de Cartagena, con lo cual se procesará 150.000 BPD y se producirán combustibles con menor contenido de azufre. Desarrolla el proyecto de modernización de la refinería de Barrancabermeja y aumento de capacidad de tratamiento en 50.000 BPD, así como producción de combustibles de con menor contenido de azufre.
Implementar intensos procesos de desulfurización para ajustar las operaciones de producción de los derivados del petróleo a las nuevas exigencias mundiales en materia ambiental.	Adaptación de las dos refinerías más grandes del país, para producir combustibles acorde con normas ambientales.
Acondicionar la infraestructura de transporte, diseñada para la importación de gasolinas, y expandirla para manejar los crecientes volúmenes de importación de diesel.	Proyecto de ampliación del Poliducto Pozos Colorados - Barranca.
Ampliación de la capacidad de almacenamiento y expansión de los muelles para permitir el ingreso a barcos de mayor calado, tanto para la exportación como para la importación.	
Desarrollar la reglamentación necesaria para permitir el acceso de terceros a los sistemas de transporte y almacenamiento.	Proyecto en estudio.
Incorporación de nuevas tecnologías, para optimizar el factor de recobro de campos en producción.	Incremento marginal de reservas, por aplicación de métodos y tecnologías de mejoramiento en campos maduros.
Desarrollar un nuevo mecanismo que propenda por el logro de los objetivos planteados en el régimen especial para los combustibles líquidos en zonas de frontera, que evite distorsiones en el mercado de combustibles.	

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

10.4 ESTUDIO EVALUACIÓN DE RIESGOS DE DESABASTECIMIENTO DE HIDROCARBUROS EN EL CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO

El estudio se realizó con el propósito de evaluar y mejorar la confiabilidad en el abastecimiento de crudo, combustibles líquidos, biocombustibles, gas licuado de petróleo y gas natural y de mitigar situaciones de emergencia. Para el desarrollo del mismo, se adelantó en primera instancia un diagnóstico de la situación actual considerando tres periodos de análisis: corto plazo (hasta 2 años), mediano plazo (de 2 a 6 años) y largo plazo (más de 6 años), evaluándose riesgos en función de alguna medida de la probabilidad de que los mismos se materialicen en el plazo estudiado y su potencial impacto.

Posteriormente, se realizaron propuestas para mejorar la situación de abastecimiento, enmarcadas en medidas de prevención, las cuales buscan reducir la probabilidad de ocurrencia de un evento de desabastecimiento y las medidas de mitigación, orientadas a eliminar o reducir el impacto ante la ocurrencia de riesgos.

Las medidas preventivas fueron enmarcadas en cuatro grandes categorías, política energética, infraestructura, aspectos institucionales y viabilidad financiera; mientras que las medidas de mitigación consideraron situaciones de oferta y demanda. Todas las medidas estudiadas incluyeron aspectos regulatorios comunes o específicos de cada una de éstas.

Teniendo en cuenta la importancia de la información, se realizó una evaluación de la gestión de la información, dirigida específicamente a su contribución en términos de seguridad del abastecimiento energético. En este aparte se diseñaron una serie de indicadores con el objetivo de monitorear la confiabilidad en el suministro energético, en cada una de las cadenas estudiadas y luego se determinarán los criterios de confiabilidad para el suministro de los distintos energéticos, acorde con la evolución del mercado colombiano.

Finalmente, se desarrolló el plan de acción para la atención de emergencias de fallas en el abastecimiento, y se definieron lineamientos en cada uno de los energéticos evaluados, a la luz de la regulación y mecanismos existentes para la atención de situaciones de desabastecimiento.

11 ECOPETROL S.A.

11.1 PROCESO DE CAPITALIZACIÓN DE ECOPETROL S.A.

- Por medio de la Ley 1118 del 27 de diciembre de 2006 se modificó la naturaleza jurídica de ECOPETROL S.A., permitiendo su transformación en una sociedad de economía mixta de carácter comercial del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, una vez fueran emitidas y colocadas total o parcialmente las acciones de acuerdo con la autorización de dicha ley. En el proceso de capitalización se definió que la Nación conservaría como mínimo el ochenta por ciento (80%) de las acciones en circulación con derecho a voto.
- Para la determinación por parte de la Asamblea General de Accionistas del valor inicial de los títulos a emitir, ECOPETROL S.A. contrató dos bancas de inversión de reconocida idoneidad y trayectoria en procesos similares en el sector de hidrocarburos. Además de la valoración, la unión temporal integrada por las bancas de inversión JP Morgan - Credit Suisse y Bancolombia se encargó de la estructuración del proceso en todas sus fases. A continuación, se presentan los nombres de las bancas de inversión y las actividades realizadas:

TABLA 25. BANCAS DE INVERSIÓN Y ACTIVIDADES REALIZADAS

Actividades Realizadas	Banca de Inversión
Valoración, estructuración, emisión y colocación de acciones ECOPETROL S.A.	Unión Temporal JPMorgan - Credit Suisse - Banca de Inversión Bancolombia.
Segunda Valoración ECOPETROL S.A.	Unión Temporal Citi - Merrill Lynch.

Fuente: ECOPETROL S.A.

11.1.1 ETAPAS DEL PROCESO DE CAPITALIZACIÓN DE ECOPETROL S.A.

El proceso de capitalización se realizó en el segundo semestre de 2007 y se estructuró en cinco fases: Estructuración, Preventa, Venta, Adjudicación y Post Venta. La fase final de Post Venta no ha culminado ya que ésta consiste en dar atención permanente a los accionistas de la empresa. A continuación se describen las cinco fases y sus objetivos:

GRÁFICA 34. FASES PROCESO DE CAPITALIZACIÓN ECOPETROL S.A.



Fuente: ECOPETROL S.A.

11.2 CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN DE ACCIONES DE ECOPETROL S.A.

El programa de capitalización se estructuró para ser realizado en tres rondas, de las cuales ya se completó la Ronda I y en el futuro se podrán realizar las Rondas II y III. A continuación se describen las condiciones definidas para cada una de las rondas:

TABLA 26. RONDAS PROCESO DE CAPITALIZACIÓN ECOPETROL S.A.

	RONDA I	RONDA II	RONDA III
Destinatarios	Preferenciales	Preferenciales	Público en general
Mecanismos de fijación de precio	Valoración inicial - determinado por Asamblea General de Accionistas	Precio de mercado - determinado por Junta Directiva	Precio de mercado - determinado por Junta Directiva
Vigencia	Mínimo 15 días hábiles	Mínimo 15 días hábiles	Mínimo 15 días hábiles
Tipo de acción	Ordinaria	Ordinaria	Ordinaria
Colocadores	Bancos – comisionistas de Bolsa – Coopetrol - Cavipetrol - Fenalco	Bancos - comisionistas de Bolsa	Comisionistas de bolsa - Red de colocadores internacionales
Forma de pago	Contado - Cuotas	Contado - Cuotas	Contado
Descuentos por pago de contado	5% Personas naturales – 2% otros destinatarios preferenciales	2.5% personas naturales	No aplica
Número de cuotas	12	6	No aplica
Monto mínimo	1.000 Acciones	2.000 Acciones	5.000 Acciones

Fuente: ECOPETROL S.A.

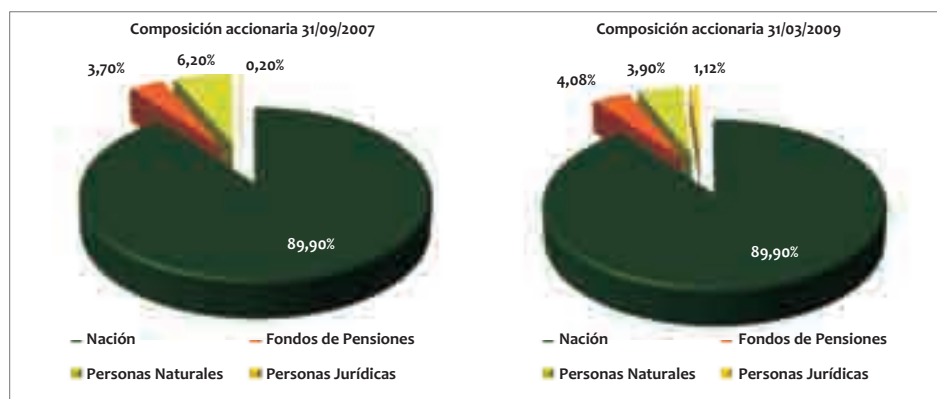
11.2.1 RESULTADOS DEL PROGRAMA DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN DE ACCIONES DE ECOPETROL S.A. RONDA

La emisión y colocación de acciones fue muy exitosa y tuvo una gran acogida, reflejada en el número de ofertas de aceptación y el número final de personas adjudicadas (482.941), lo que hizo de ECOPETROL la empresa colombiana con el mayor número de accionistas. A continuación se presentan los elementos más importantes de la emisión y colocación:

- Fue la emisión de acciones más grande de América Latina en los últimos 15 años.
- Se colocaron en el mercado de valores colombiano 4.087.723.771 acciones correspondientes al 10,1% del total de las acciones de ECOPETROL.
- Se vincularon accionistas en todos los departamentos del territorio nacional, en 1.093 de los 1.119 municipios de Colombia.
- El 98,95% de los formularios adjudicados presentaron demandas por menos de \$70 millones.
- El 89% de los accionistas tenían ingresos inferiores a \$5 millones.
- Fue la transacción local con mayor innovación en cuanto a aplicación tecnológica (formulario electrónico) y mercadeo (venta a través de establecimientos de comercio).

11.2.2 COMPOSICIÓN ACCIONARIA DE ECOPETROL S.A.

GRÁFICA 35. COMPORTAMIENTO DE LA COMPOSICIÓN ACCIONARIA ECOPETROL S.A.



Fuente: ECOPETROL S.A.

A marzo 31 de 2009 ECOPETROL contaba con 445.750 accionistas, lo que representa una disminución del 7.70%, principalmente entre las personas naturales, que han transado sus acciones gracias a la importante valorización que tuvo la acción durante los ocho primeros meses siguientes a la emisión y a la culminación de las obligaciones de pago de aquellos accionistas que compraron a plazo. Estas acciones han sido adquiridas principalmente por los fondos de pensiones y cesantías y personas jurídicas.

11.2.3 COMPORTAMIENTO DE LA ACCIÓN DE ECOPETROL EN LA BVC

Durante el primer año (noviembre 2007 - octubre 2008) la acción de ECOPETROL tuvo una alta valorización, alcanzando un precio máximo de \$2.895, debido a los excelentes resultados de la empresa impulsados principalmente por los altos precios del petróleo. Sin embargo, desde finales de 2008 y hasta la fecha, al igual que para otras empresas de crudo y gas, el precio de la acción ha bajado ubicándose alrededor de \$2.000, debido a la crisis de los mercados financieros mundiales y a la caída del precio del petróleo.

Sin embargo, el desempeño de la acción se ha mantenido muy por encima del Índice General de la Bolsa de Valores de Colombia (IGBC) que al 31 de marzo de 2009 presentó una valorización del -28,84%, frente a una valorización de la acción de 52,86% (\$2.140), ambas con respecto a la fecha de la colocación de las acciones en la Bolsa de Valores de Colombia. Así mismo, la acción de ECOPETROL ha sido la especie con mayor bursatilidad en el mercado colombiano, con un promedio de 18.912.161 acciones negociadas diariamente.

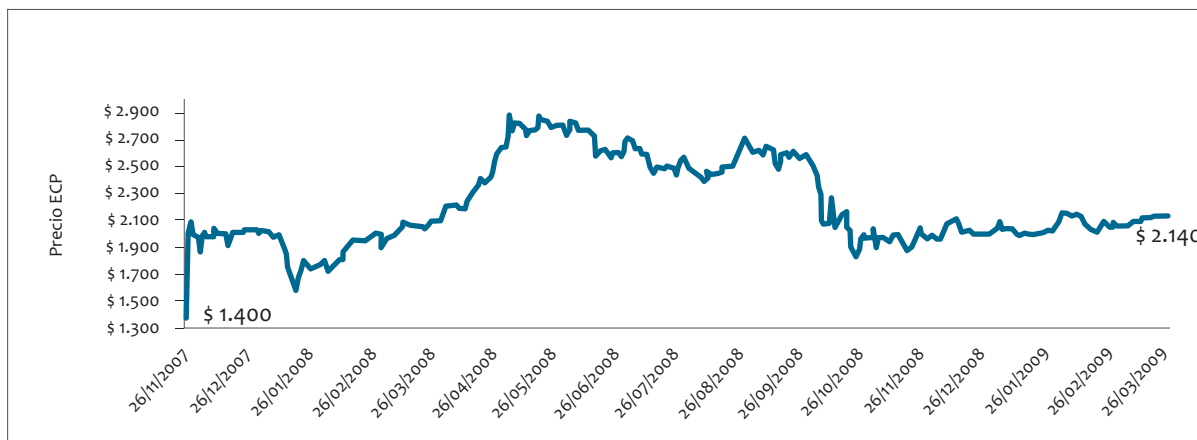
En lo corrido del año 2009 estos volúmenes han caído a un promedio de 10.000.000 diarios, siguiendo la tendencia de disminución de volúmenes transados que se ha observado este año en el mercado colombiano.

TABLA 27. COMPORTAMIENTO PRECIO ACCIÓN DE ECOPETROL S.A.

Precio Noviembre 26/2007	\$ 1.400
Precio Marzo 31/2009	\$ 2.140
Precio Promedio	\$ 2.218
Precio Mínimo	\$ 1.575
Precio Máximo	\$ 2.895
Valorización ECP	52,86%
Valorización IGBC	-28,84%
Volumen Promedio Diario (No. de Acciones) BVC	18.912.161

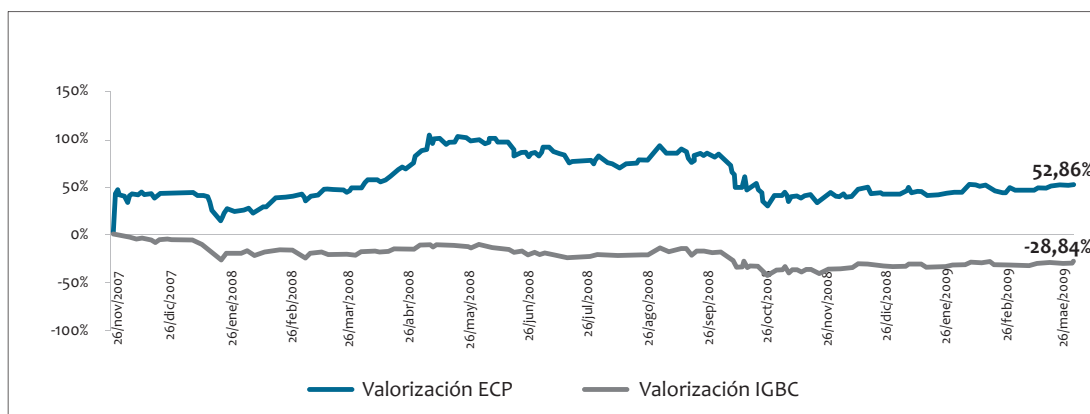
Fuente: ECOPETROL S.A.

GRÁFICA 36. COMPORTAMIENTO PRECIO ACCIÓN DE ECOPETROL S.A. EN LA BVC



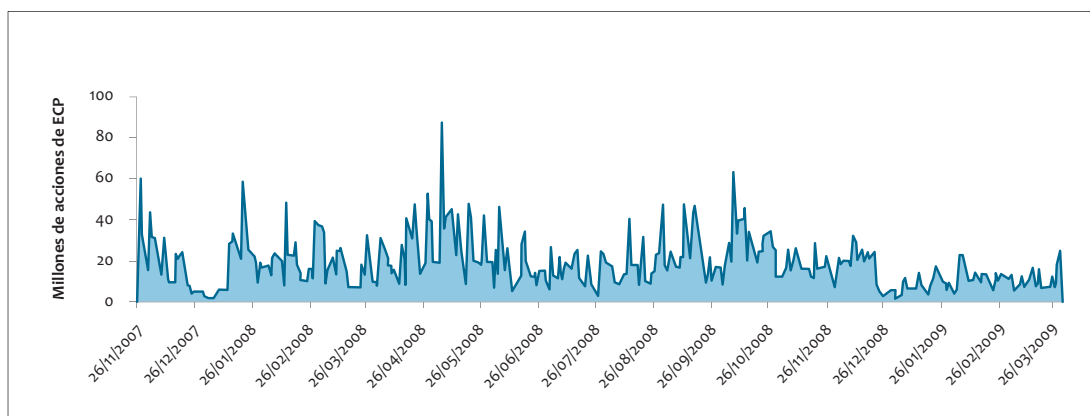
Fuente: ECOPETROL S.A.

GRÁFICA 37. VALORIZACIÓN ECOPETROL S.A. - IGBC



Fuente: ECOPETROL S.A.

GRAFICA 38. VOLUMEN DE ACCIONES NEGOCIADAS EN LA BVC (Millones de acciones)



Fuente: ECOPETROL S.A.

11.2.4 INGRESO A LA BOLSA DE VALORES DE NUEVA YORK

El 18 de septiembre de 2008 ECOPETROL ingresó al mercado bursátil de Estados Unidos con la inscripción de su ADR (American Depositary Receipt) nivel II en la Bolsa de Valores de Nueva York, equivalente a 20 acciones ordinarias. Esto le permitió a la empresa:

- Ampliar el mercado y la liquidez para las acciones de ECOPETROL S.A.
- Posicionar a ECOPETROL en el mercado de valores internacional para facilitar la consecución de deuda.
- Facilitar la comparación de la empresa comparable con otras empresas del sector de hidrocarburos a nivel mundial.

11.3 COMPORTAMIENTO DEL ADR

Desde su lanzamiento, que coincidió con un fuerte deterioro de los mercados financieros, y hasta el 31 de marzo de 2009, el ADR de ECOPETROL ha tenido una desvalorización de 30,53%, con un precio de cierre de US\$16,50 en esa fecha. Este es un comportamiento acorde con el presentado por el índice S&P 500 Oil and Gas, que en el mismo período ha tenido un descenso del 20,72%. En general, las empresas del sector de hidrocarburos han tenido comportamientos similares debido a la coyuntura de los mercados financieros mundiales.

El volumen promedio diario negociado es de 42.074 ADR's, cifra razonable teniendo en cuenta su reciente inscripción en la Bolsa de Nueva York. Sin embargo, en los últimos cuatro meses el volumen ha venido incrementándose,

llegando a un máximo de 539.000 ADR'S negociados en un día. A continuación, se presenta un comparativo de la valorización del ADR de ECOPETROL S.A. y de las empresas pares:

TABLA 28. VALORIZACIÓN ADR DE ECOPETROL S.A. Y DE EMPRESAS PARES

EMPRESA	VALORIZACIÓN
ECOPETROL ADR	-30,53%
Exxon	-12,41%
Chevron	-18,87%
Conoco	-45,81%
Occidental	-21,56%
Marathon	-34,06%
Hess	-35,94%
Murphy	-31,23%
Shell ADR	-22,80%
Petrobras ADR	-22,86%
BP	-22,08%

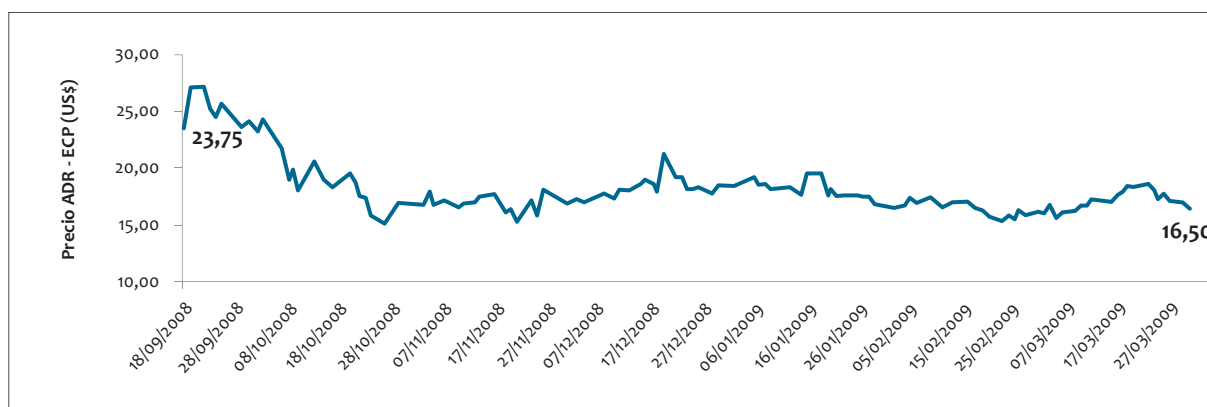
Fuente: ECOPETROL S.A.

TABLA 29. COMPORTAMIENTO DEL ADR DE ECOPETROL S.A.

Precio Septiembre 18/2008	US\$23,75
Precio Marzo 31/2009	US\$16,50
Precio Promedio	US\$18,22
Precio Mínimo	US\$15,04
Precio Máximo	US\$27,25
Valorización ADR	-30,53%
Valorización S&P 500	-20,72%
Volumen Promedio Diario (No. de ADR'S) NYSE	42.074
Saldo final de ADR'S	2.712.359

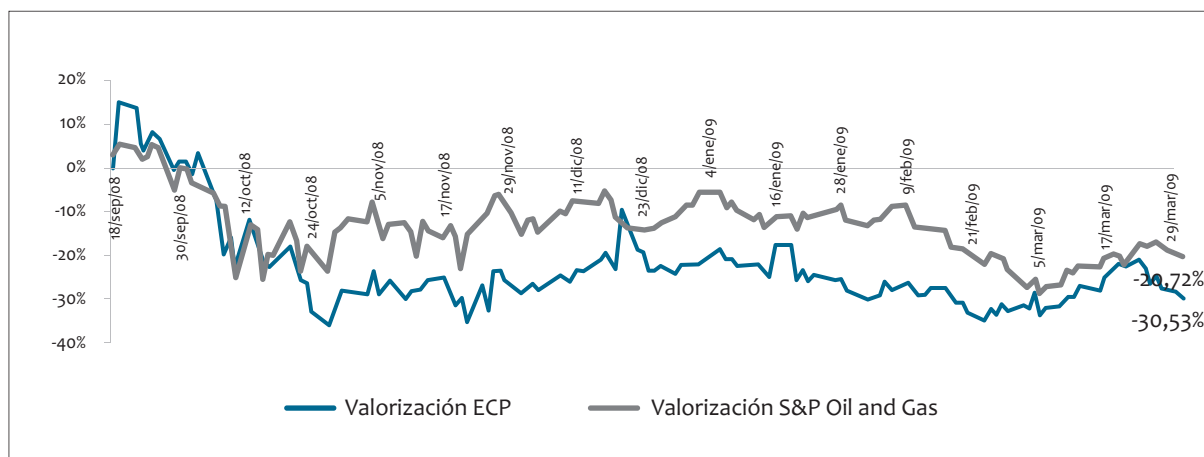
Fuente: ECOPETROL S.A.

GRÁFICA 39. PRECIO ADR DE ECOPETROL S.A. EN LA NYSE



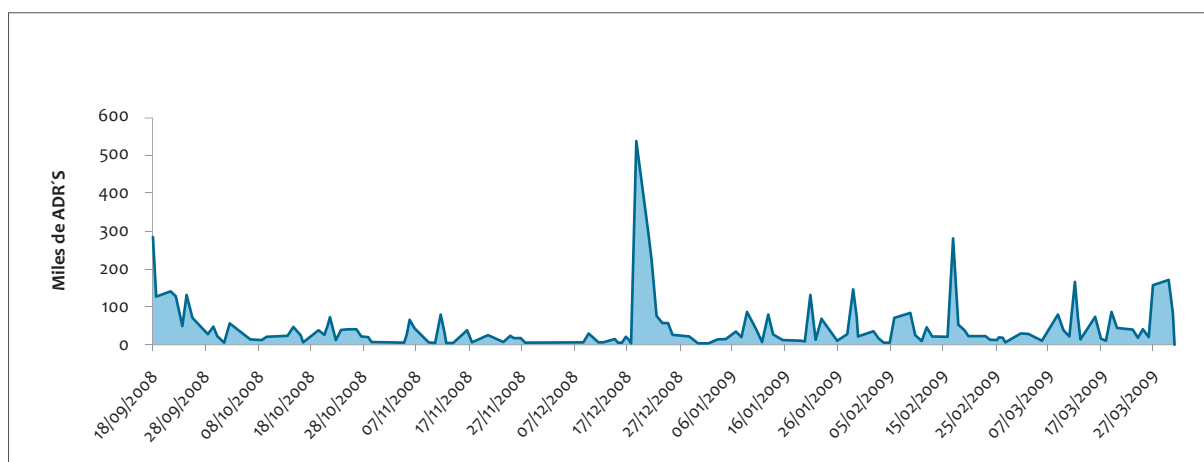
Fuente: ECOPETROL S.A.

GRÁFICA 40. VALORACIÓN ADR ECOPETROL S.A. - S&P OIL AND GAS



Fuente: ECOPETROL S.A.

GRÁFICA 41. VOLUMEN NEGOCIADO EN LA NYSE (MILES DE ADR'S)



Fuente: ECOPETROL S.A.

11.4 PLANEACIÓN, ESTRATEGIA, GESTIÓN Y FINANZAS

Durante el año 2008 ECOPETROL obtuvo importantes logros en materia de planeación y gestión. En primer lugar, se adelantó el proceso de revisión estratégica con la asesoría de Mackenzie, en el cual se hizo énfasis en la robustez de los planes tácticos de exploración, producción y refinación, para asegurar el logro de los objetivos estratégicos.

En cuanto a la Estrategia de Consolidación Organizacional, se mantienen los buenos resultados en el lineamiento de excelencia operacional, en cuanto a la satisfacción del cliente y confiabilidad operacional.

Por otra parte, durante el 2008 se realizó seguimiento mensual a la estrategia y desempeño empresarial, con el fin de analizar la gestión y la proyección de los principales resultados de la compañía que permitan evaluar el cumplimiento de la estrategia de la empresa y tomar acciones ante desviaciones en el cumplimiento de las metas.

Relacionado con lo anterior, como balance final de la gestión empresarial del 2008 cabe resaltar los buenos resultados obtenidos en ventas y producción de crudo y gas, en los cuales se superaron las metas previstas en un 7% y 5% respectivamente. Por otro lado, se presentan oportunidades de mejora en la gestión exploratoria, de proyectos y en HSE, que deberán asegurarse en el 2009.

Igualmente se implementó el ajuste organizacional en ECOPETROL y se realizó un análisis de un centro de servicios compartidos para la compañía, estas dos iniciativas apunta a un diseño organizacional eficiente y a la mejora de los procesos.

11.4.1 ENTORNO

La crisis financiera mundial tuvo repercusiones en el sector petrolero, principalmente en la reducción de demanda mundial de crudo, jalonada principalmente por la caída del consumo en Estados Unidos.

Este decrecimiento de la demanda de crudo impactó también los precios, llevándolos a la baja, afectando los nuevos proyectos y los que se encuentran en curso. Por otro lado la OPEP ha intentado defender los precios anunciando recortes a su producción en 1,5 MBD, con el fin de mantener los precios en rangos superiores a los US\$40 por barril.

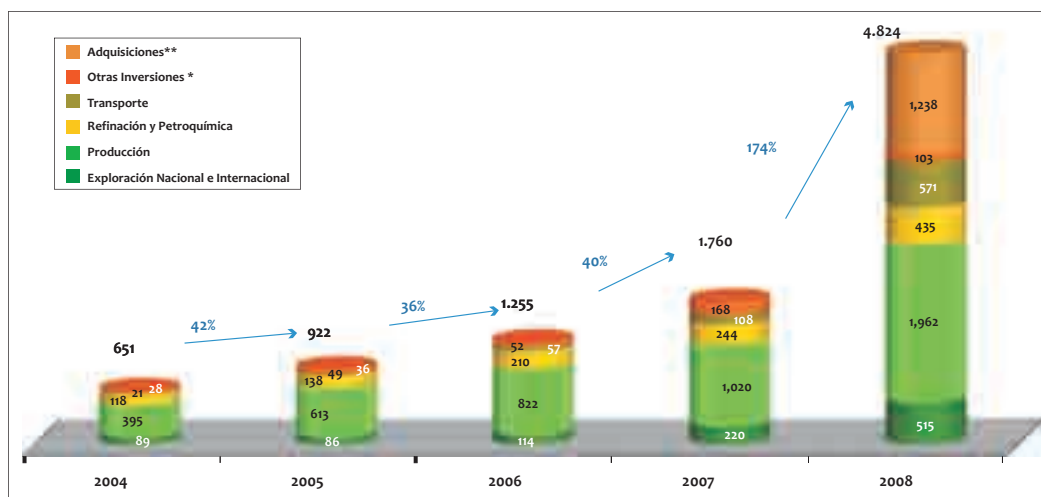
Adicionalmente, la crisis ha generado una baja disponibilidad de crédito en el mercado que pone en una situación de ventaja competitiva a las compañías con una buena posición de caja, quienes estarán en capacidad de realizar adquisiciones, lo cual puede derivar en un proceso de consolidación en la industria.

A nivel nacional, la ANH ha reportado para el 2008 una mayor actividad, apoyada en la gran cantidad de compañías que han incursionado al país en busca de nuevos descubrimientos de crudo y gas. Esta mayor actividad se refleja en el aumento del 10% en la producción equivalente de crudo, alcanzando los 734 KBD y en el cumplimiento de las expectativas y metas del año 2008, en cuanto a la firma de contratos, adquisición sísmica y perforación de pozos exploratorios.

11.4.2 INVERSIONES

Durante 2008, ECOPETROL ejecutó inversiones por MUS\$4.824 principalmente en exploración y producción, con una participación del 51%, con el fin de apalancar y dar cumplimiento a las metas de crecimiento de la compañía. Frente al año 2007 estas inversiones crecieron 129% y representó cuatro veces las del año 2006.

GRAFICA 42. INVERSIONES ECOCPETROL S.A. (MUS\$)



Fuente: ECOCPETROL S.A.

11.4.3 PROYECCIONES

Para el 2009, ECOPETROL tiene previsto invertir MUS\$6.224 lo cual, a pesar de la caída de los precios internacionales y de la crisis económica mundial, evidencia el compromiso de la compañía en el cumplimiento de sus objetivos estratégicos, tendientes a alcanzar una producción de 1 millón de barriles día en el 2015.